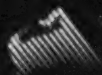


2004-05 ANNUAL REPORT



CANADA-NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD

“ I am pleased to submit the Annual Report, including the financial statements
of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year
ending March 31, 2005. ”



Presenting the ANNUAL REPORT

June 15, 2005

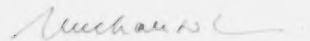
The Honourable Cecil Clarke
Minister of Energy
Government of Nova Scotia
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

The Honourable R. John Efford
Minister of Natural Resources Canada
Government of Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, I am pleased to submit the Annual Report, including the financial statements of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2005.

Respectfully submitted,



Michael D. Casey
Acting Chairman





“ It is a pleasure to report again on the activities of the Canada-Nova
Scotia Offshore Petroleum Board. ”

Table of CONTENTS



1.0 Report from the Chairman and the Chief Executive Officer	4
2.0 Projects	6
2.1 Sable Offshore Energy Project (SOEP)	
2.2 Cohasset Phase II Decommissioning Project	
3.0 Resources & Rights	11
3.1 Resources	
3.2 Rights Management	
3.3 Data Archive, Core Storage & Laboratory	
4.0 Health, Safety & Operations	18
4.1 Health & Safety	
4.2 Offshore Security	
4.3 Offshore Activities	
4.4 Guidance Initiatives	
5.0 Environment	23
5.1 Environmental Assessments	
5.2 Fisheries Advisory Committee	
5.3 Environmental Effects Monitoring (EEM)	
5.4 Compliance Monitoring	
5.5 Strategic Environmental Assessments (SEA)	
5.6 Guidelines	
5.7 Environmental Studies Research Fund	
5.8 Spills and Releases	
5.9 Other Initiatives	
6.0 Industrial Benefits	29
6.1 Benefits Plans	
6.2 Benefits Review Committee	
6.3 Benefits Plan Monitoring and Review	
7.0 Administration	31
7.1 Organizational Chart	
7.2 Atlantic Energy Roundtable	
7.3 Board Biographies	
8.0 Financial Statements	35

Report from the CHAIRMAN and the CHIEF EXECUTIVE OFFICER

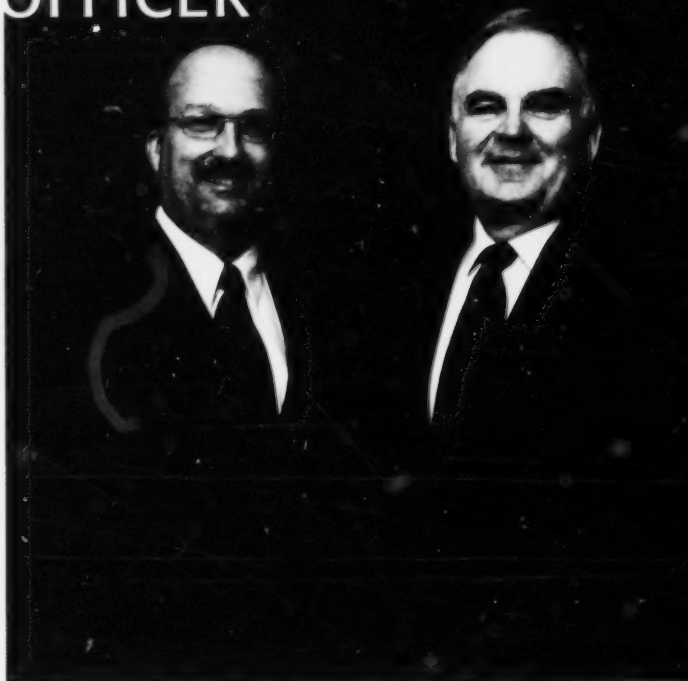
It is a pleasure to report again on the activities of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board. While the past year saw reduced exploration activities by industry, the Board was able to focus more attention on the two offshore projects, enhanced safety and environmental protection, resource assessment, and support for the Atlantic Energy Roundtable.

Offshore safety continues to be a Board priority. We are pleased to report that there were no major safety incidents in the Nova Scotia offshore area during the reporting period. Board staff continued to work closely with the governments on proposed amendments to the Accord Acts designed to enhance offshore safety.

While there were no significant environmental incidents, two releases related to petroleum operations did warrant investigation by the Board. In August, a spill of diesel fuel occurred at the Sable Offshore Energy Project North Triumph platform. The second incident involved the release of synthetic drilling mud at the Crimson Deepwater exploration well. At the time of writing this report, both of these releases were under investigation.

During the reporting period, the first Comprehensive Study of an offshore exploration well under the Canadian Environmental Assessment Act (CEA Act) was completed. This was carried out with respect to a proposal to drill an exploration well on exploration licence 2407, which is held by BEPCO Canada Company. We are now waiting for the public response period and a decision by the federal Minister of Energy prior to receiving activity application.

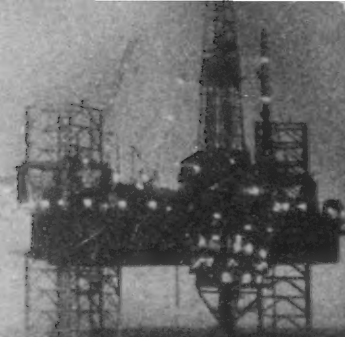
The Sable Offshore Energy Project continues to produce natural gas in accordance with the approved development plan and reservoir management plan. Board staff processed several applications related to the addition of South Venture, the second Tier II field.



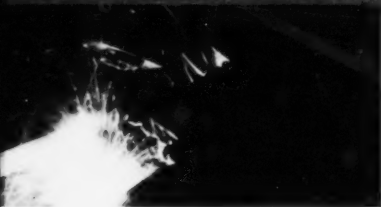
This resulted in a Declaration of Commercial Discovery and the issuance of a Production Licence and a Production Operations Authorization. First gas from the South Venture field flowed in December 2004.

In December 2004, the Board published a decision report respecting EnCana's application to amend the Cohasset Project Development Plan. The Board granted EnCana conditional approval to abandon flowlines, power cables and stability mattresses on the seafloor at the project site. This decision took into account such factors as safety, an environmental assessment conducted under the CEA Act, commercial fisheries, international precedent and public comments.

In October 2004, the federal government appointed Sarah Jane Snook to the Board. Also, in October 2004,



“ Offshore safety continues to be a Board priority. We are pleased to report that there were no major safety incidents in the Nova Scotia Offshore area during the reporting period. ”

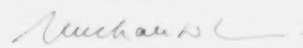


Glenn Yungblut completed his term as Chairman of the Board after serving more than six years. The Board members and staff wish to thank Mr. Yungblut for his dedication and leadership

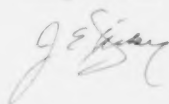
during a very important period. At the time of writing, governments had not appointed a new Chairman. Michael Casey is filling the position on an acting basis.

We are pleased to report that, once again, the Board was able to operate within its approved budget and pursuant to its Business Plan. In addition, the Board recovered and remitted to the federal and provincial governments, pursuant to its Cost Recovery Guidelines, approximately 50% of its expenditures.

The following pages provide more detailed information concerning the Board's operations during the 2004-2005 fiscal years. As required by the Accord Acts, this Annual Report includes the Board's Financial Statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2005.



Michael D. Casey
Acting Chairman



J. E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

Projects

“ Two offshore petroleum projects fell within the Board's jurisdiction during the past fiscal year: The Sable Offshore Energy Project (SOEP) (and) The Cohasset Phase II Decommissioning Project... ”

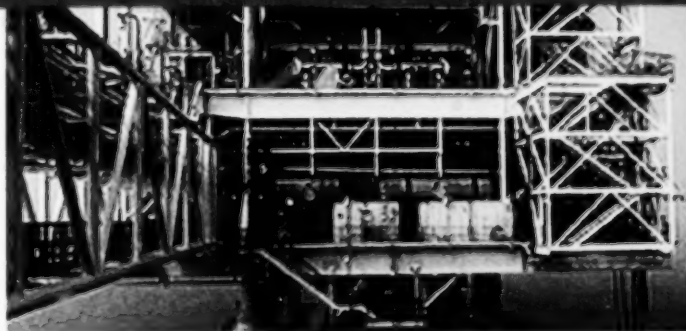
2.0 Projects

Two offshore petroleum projects fell within the Board's jurisdiction during the past fiscal year:

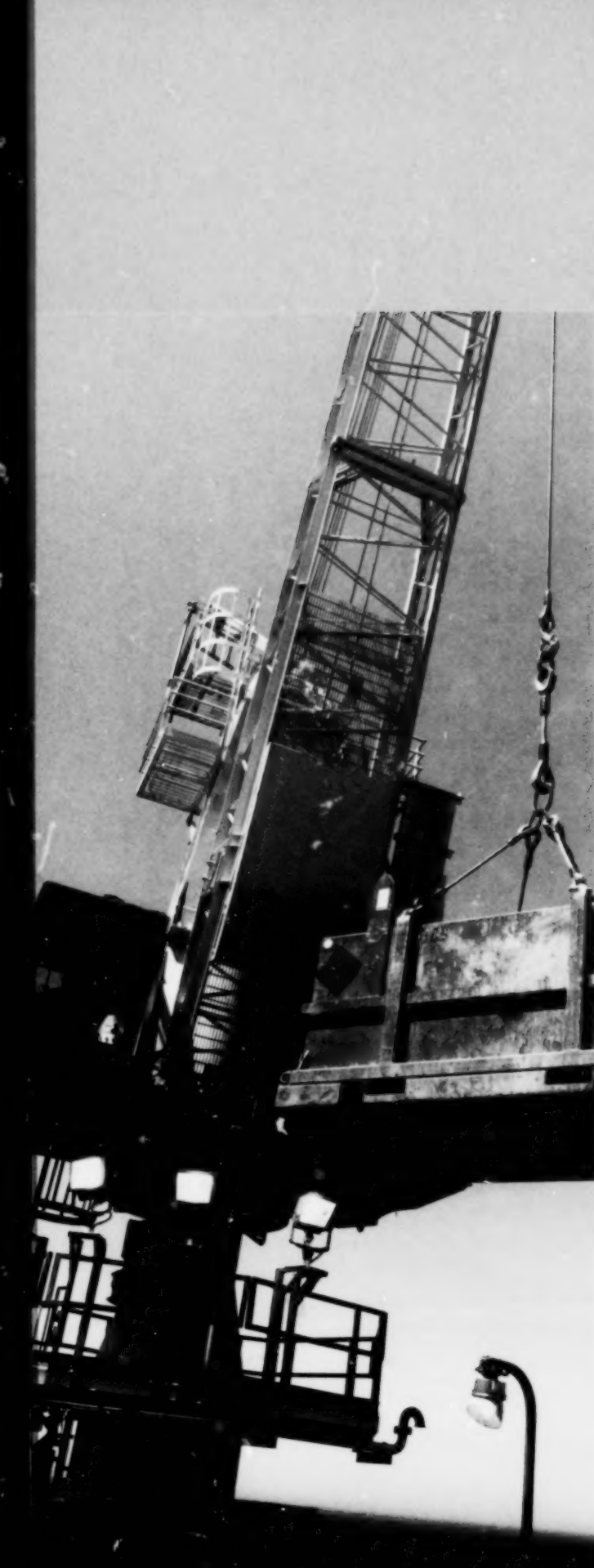
- The Sable Offshore Energy Project, which has been in production since December 1999 under the operation of ExxonMobil Canada Ltd.;
- The Cohasset Phase II Decommissioning Project operated by EnCana Corporation. EnCana filed an application to amend the Cohasset Development Plan in December 2003 and the Board approved the application in December 2004.

2.1 Sable Offshore Energy Project (SOEP)

The second of the project's Tier II fields, South Venture came on stream in December 2004. Following platform installation in 2004, the South Venture field has initially produced from the single well P-60 (SV1).



The second and third wells, SV2 and SV3, are expected to start producing by mid 2005. The project is now producing from 5 fields; Thebaud, Venture, North Triumph, Alma and South Venture. The project Development Plan Application included the development of 6 fields, though there are currently no immediate plans for the sixth field, Glenelg, to be developed.



Field compression remains scheduled to start in 2006. Compression will lower the pressure in the pipelines, allowing for longer production from the fields. Compression facilities will be located on a new platform next to the Thebaud gathering system platform, resulting in lower pressures at all the platforms.

Production/Reserve Estimate

Production from the project averaged a rate of 11.3 e6m³/day (million cubic metres per day) or 400 MMcf/day (million cubic feet per day), for the past fiscal year, compared to 12.8 e6m³/day or 454 MMcf/day for the previous year. Total production for the fiscal year was 4.1 e9m³ (billion cubic metres) or 146 Bcf (billion cubic feet), compared to 4.7 e9m³ or 166 Bcf previously. Total production to date for the project is 24.5 e9m³ or 864 Bcf. Field production splits to date have been 37%, 33%, 22%, 7% and 1% for Thebaud, Venture, North Triumph, Alma and South Venture.

The expected reserves for the project have not been revised from the previous year. The original reserve gas in place estimates for the six Sable project fields, as documented in the Development Plan, is 129.3 e9m³ (4.6 Tcf), with a P90 to P10 range of 57.1 to 217 e9m³ (2.9 to 7.7 Tcf). The lower end P90 value is estimated to have a 90% chance of being exceeded, and the P10 value, a 10% chance. The expected total project recoveries of gas were presented as 84.3 e9m³ (3 Tcf), with a P90 to P10 range of 32.3 to 145.1 e9m³ (1.1 to 5.1 Tcf). The most recent public declaration of project reserves by a project partner was made by Shell in January 2004. This was for expected project recoverable gas of 38.9 e9m³ (1.4 Tcf). Each of the partners will have their own estimate of project volumes and it is expected that estimates may go up and down over the life of a project as more information becomes available.

Royalties

Royalties in the amount of \$28,152,545.04 were received by the Board in respect of production from ExxonMobil Canada Ltd.'s (ExxonMobil) Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud), 2906 (North Triumph), 2907 (Alma), and 2908 (South Venture) during this past fiscal year. These funds have been forwarded to the Receiver General of Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia.



Operations

As operator of the SOEP, ExxonMobil was granted the necessary authorizations for the installation of a new production platform and subsea pipeline at the Tier II South Venture field location.

A 324 mm (12" NPS) untrenched natural gas subsea pipeline with an 89 mm (3" NPS) piggybacked monoethylene glycol (MEG) pipeline was installed during the month of July. This new pipeline section is to flow gas produced from the South Venture field to a subsea tie-in point along the Venture to Thebaud 457 mm (18" NPS) pipeline, approximately 500 metres away. An associated diving program authorization was also granted to allow divers to perform certain manual operations related to the installation, tie-in and testing of the new pipeline section.

The production platform was installed in two phases. The jacket and piles were installed at location during May, followed by the topsides in October. Hook-up and commissioning of the new platform commenced immediately upon installation of the topsides, and production of first gas from the South Venture field occurred on December 6, 2004.

One development well (South Venture 2) was drilled, and subsequently completed, during the fiscal year. A second development well (South Venture 3) was spudded in February 2005. The South Venture 1 well, previously drilled and suspended during 2002, was completed. As of March 31, 2005, there is combined total of 15 producing wells from the Tier I and Tier II fields. The Venture field has five producing wells, the Thebaud field has five, the South Venture field has one, the North Triumph field has two, and the Alma field has two.

Benefits

Engineering, Construction, Procurement and Maintenance

In August of 2004, ExxonMobil notified the Board of a significant contract for Engineering, Construction, Procurement and Maintenance with an estimated

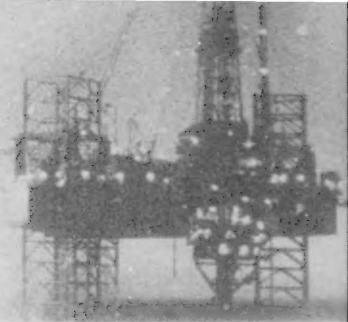


Table 1 – Sable Expenditures

SOEP Expenditures (\$ millions) cumulative to December 31, 2004			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
\$1,532.4 m	\$731.5 m	\$1974.6 m	\$4238.5 m
36.1 %	17.3 %	46.6 %	100 %

Table 2 – Sable Employment

SOEP Person Hours (in millions) cumulative to December 31, 2004			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
14.30 m	2.71 m	7.46 m	24.47 m
58.42 %	11.08 %	30.5 %	100 %

Table 3 – Sable Expenditures in 2004

SOEP Expenditures (\$ millions) for 2004			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
\$180.7 m	\$83.1 m	\$245.2 m	\$509 m
35.5 %	16.3 %	48.2 %	100 %

Table 4 – Sable Employment in 2004

SOEP Person Hours (in millions) in 2004			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
1.63 m	.21 m	.63 m	2.47 m
66 %	8 %	26 %	100 %

value of \$95 million. The scope of this contract encompassed not only the Sable Project onshore and offshore facilities, but also included the Sable Basin Exploration and Appraisal Drilling Program and the Imperial Oil Resources Ventures Limited Deepwater Exploration and Appraisal Drilling Program.

The contract was awarded to AMEC, Black and MacDonald Ltd. with an estimated Nova Scotia content of 79%, and a total Canadian content of 91%.

Each phase of the procurement process (Expression of Interest, Bidder's List, and Contract Award) was closely monitored by the Board to ensure that full and fair opportunity on a competitive basis was provided to the Canadian supply community.

Compression Platform

The Board continued to monitor the Saiwoo procurement process for compression during 2004/05 and received periodic updates throughout the year on the level of activity related to this contract.

Benefits Reporting

ExxonMobil, as operator of SOEP, is required, under a condition of the Benefits Plan Decision Report, to file quarterly and year-end reports with the Board. As of December 31, 2004, using the Canadian General Standards Board method, \$180.7 million has been spent in Nova Scotia and \$83.1 million in Canada, for a total Canadian content of \$263.8 million.

On December 31, 2004 there were 1174 people working on the SOEP, of which 909 (77.43%) were working in Nova Scotia.

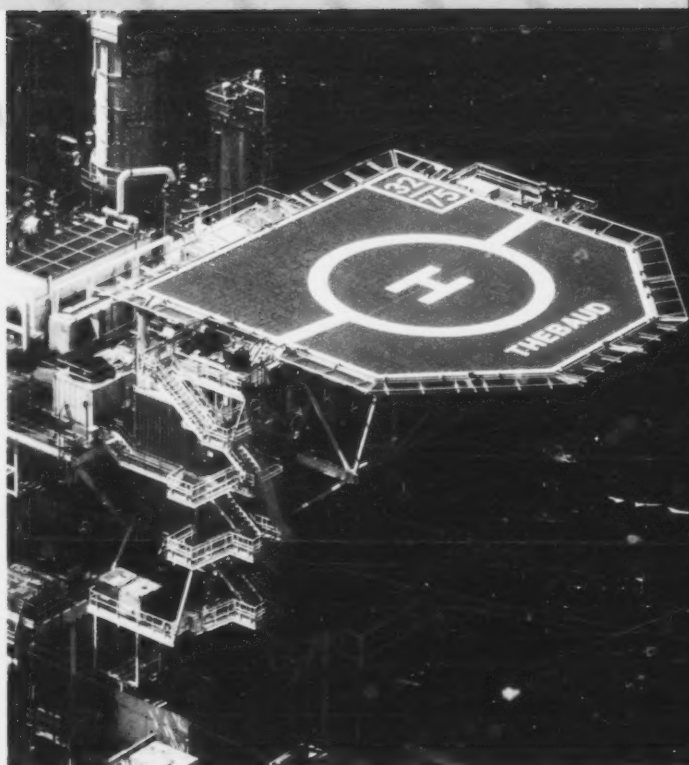
2.2 Cohasset Phase II Decommissioning Project

In 1990 the Cohasset-Panuke offshore oil project (Cohasset Project) development plan was approved, with conditions, by the Board. When it began production in 1992, it became Canada's first offshore oil project. The project was developed by LASMO Nova Scotia (LASMO), in partnership with Nova Scotia Resources (Ventures) Limited. PanCanadian (now EnCana Corporation) acquired LASMO's 50% ownership in January 1996 and became operator of the project. The Cohasset Project operated from 1992 to 1999, producing a total of 7.1 million cubic metres of oil (44.5 million barrels).

The original development plan, as approved by the Board, included provisions for the decommissioning of project infrastructure, including: plugging wells with cement, removing casing to a depth of 6m below the seafloor, and removing all fabricated materials, including the interfiled flowlines and related material.

The Board approved commencement of the decommissioning of the Cohasset Project in 2000 with the removal of the anchor leg mooring buoy, demobilization and removal of all mobile components, and the depressurization and de-energization of all platforms and subsea facilities. The Board authorized the operator to suspend the decommissioning plans for the rest of the facilities, pending a determination regarding the use of the jackets and topsides for the proposed Deep Panuke project. In January 2002, EnCana Corporation (EnCana) determined that it would not use existing facilities for Deep Panuke and the Board requested a final decommissioning plan. Further decommissioning work took place in the summer of 2003 after the Board authorized the operator to abandon 14 production wells.

In December 2003, EnCana submitted an amendment to the Cohasset development plan to the Board and requested regulatory approval to leave the flowlines, and related subsea materials, in place. In May, 2004 the Board sought written public comment on the



proposed amendment as part of its review of the application. As well, a screening level assessment was conducted, pursuant to the CEA Act.

The environmental assessment conducted under the CEA Act determined that, taking into account the implementation of the mitigation measures set out in the Environmental Screening Report – Cohasset Phase II Decommissioning, neither partial nor total removal proposals are likely to cause significant adverse environmental effects.

The Board reviewed the EnCana proposal, taking into account such factors as safety, environment, the commercial fishery, international decommissioning practices, liability issues and Canada-Nova Scotia Benefits. In December 2004 the Board approved, with conditions, the application to amend the Cohasset Development Plan.



Resources and RIGHTS

“ The Board monitors exploration and development activity to ensure maximum conservation of the resource and compliance with the regulations. ”

3.0 Resources and Rights

The Board's mandate includes rights issuance, management of offshore oil and gas resources and data collection and distribution. The rights issuance or licensing policy is based on the Canadian Petroleum Resources Act. Administration of the licensing process supports, and is consistent with, the goals and objectives set out in the Board's Strategic Plan and is reviewed annually by the federal and provincial governments.

3.1 Resources

Project Monitoring

The Board monitors exploration and development activity to ensure maximum conservation of the

resource and compliance with the regulations. This is accomplished through monitoring reservoir production and performance, regular communication with the operator, and reviewing all activity authorization applications from a resource conservation perspective. Where appropriate, technical studies are undertaken to develop independent validation of proposals and activities.

Exploration Activity

The following exploration wells* were drilled during the reporting period:

- Cree I-34: May – August 2004
- Crimson F-81: June – August 2004

*Technical data collected from these wells remains confidential at this time

Each application to drill a well includes, among other requirements, a drilling plan which is reviewed by the Rights and Resources staff, who undertake technical evaluations of all geological, geophysical, petrophysical and reservoir engineering aspects. The evaluation also ensures consistency of the drilling plan with regulations. After the well is spudded, progress is monitored daily through reports and updates from the operator to ensure drilling is consistent with the approved program. All modifications are reviewed. After the well is drilled, the well results and final reports are reviewed, analyzed and archived by staff.

review also provides consistency with Board guidelines. After the program has commenced, progress is monitored weekly through reports and updates from the operator to ensure progress is consistent with the approved program and any modifications are reviewed. After the program is complete, the new data and final reports are reviewed, analyzed and archived by staff.

Resource Assessment

One of the Board's primary responsibilities is hydrocarbon resource assessment. Such assessment helps to determine the potential volume of oil and gas

Table 2 – Geophysical Programs

Program #	Operator	Type of Operation	Start Date	Completed	Total km's Acquired
NS24-E43-04E	EnCana Corporation	3D	02-Jun-04	16-Oct-04	353.3 km ²
NS26-C146-04E	Canadian Superior	Site Survey	22-Aug-04	29-Aug-04	NA
NS26-E43-03E	EnCana Corporation	Site Survey	29-Aug-04	31-Aug-04	NA
NS24-C149-01E	Conoco Phillips	2D	30-Aug-04	15-Sep-04	514.2 km

Geophysical Programs

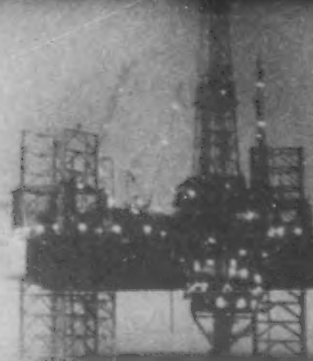
Seismic data acquired for the 2004 calendar year consisted of 514.2 kilometres of 2D data and 353.3 square kilometres of 3D data. This is a significant decrease from the level of data acquired in 2003, when 15,771 kilometres of 2D and 4,026 square kilometres of 3D were acquired.

Each application for authorization to conduct a geophysical program is reviewed by the Rights and Resources staff, who ensure that there is no unnecessary duplication of data acquisition and that there is compliance with the geophysical regulations. The

discovered to date, plus undiscovered potential that may be discovered in the future. The results are expressed in terms of probabilities.

Early in 2004, the Board completed an assessment of the hydrocarbon potential of the Jurassic age Abenaki reef trend along the edge of the current continental margin offshore Nova Scotia. A public version of this study is expected to be available in the summer of 2005.

The Board also initiated an internal resource assessment of the Sable SubBasin. This area, surrounding Sable Island, covers approximately 11,000 square



kilometres. The results of these assessments are used to further the Board's understanding of the hydrocarbon potential of this geological basin and are incorporated into decisions made pertaining to activities and issuance of petroleum rights offshore Nova Scotia.

3.2 Rights Management

Public Registry of Instruments & Interests

As required in the Accord Acts, the Board maintains a public registry of all registered offshore interests and instruments. This is the official record of rights holders, and any transfer of rights or change of ownership must be registered. Information from the Registry, that can be made public, is placed on the Board's website for easier access.

Interests

This map shows the active exploration licences offshore Nova Scotia.

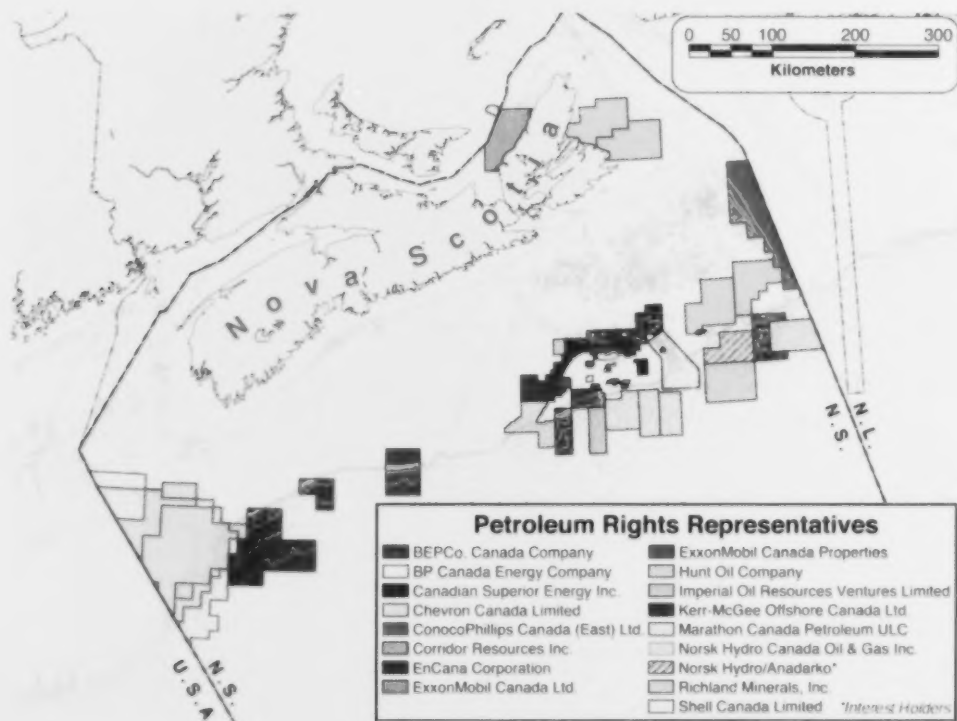
Call for Bids

At any time during the year, industry may nominate offshore parcels of land for potential exploration. Nominated parcels are reviewed on March 31 and September 30 to determine whether any will be included in a future Call for Bids. There are presently two areas where nominations will not be accepted: the George's Bank moratorium area and the proposed Sable Gully Marine Protected Area.

The Board completed a review of nominations received up to March 31, 2004 and up to September 30, 2004. The Board decided not to proceed with a June or December Call for Bids. This decision was made following a review of the parcels nominated by the petroleum industry.

Exploration Licences

At the end of this fiscal year, there were 33 active exploration licences offshore Nova Scotia with a total



original work commitment of more than \$1.15 billion. The term of an Exploration Licence (EL) is nine years, consisting of two consecutive periods referred to as Period 1 and Period 2. Period 1 is a period of five years commencing on the effective date of the licence. This period will be extended by one year if a well is commenced or a Drilling Deposit is posted before the end of the fifth year. If a validation well is drilled, Period 2 immediately follows Period 1 and consists of the balance of the nine year term of the Exploration Licence.

The interest holder of an exploration licence is required to post security for 25% of the work expenditure bid on the licence. This Work Deposit is refundable through approved allowable expenditures as the interest holder spends money on exploration of the licence. Allowable expenditures are described in each exploration licence.

The following EL's commenced Period 2 of the term of the licence during this fiscal year.

Table 3 – EL's Commenced Period 2

EL	Validation Well
2361	Cree I-34
2369	Emma N-03
2376	Southampton A-25
2377	Annapolis G-24
2378	Balvenie B-79
2380	Weymouth A-45
2387	Margaree F-70

Meanwhile, Period 1 for EL 2389 was extended by one year with the posting of a Drilling Deposit of \$250,000, and will now expire December 31, 2005. If a well is spudded before that date, the EL is validated for Period 2, but the original Period 2 expiration date is not extended.

EL 2384 was surrendered on June 28, 2004. This well was validated for Period 2, but it was surrendered prior to the end of its Period 1. On June 30, 2004,

twelve EL's expired at the end of Period 1 (2370, 2371, 2372, 2373, 2374, 2375, 2379, 2381, 2382, 2383, 2385 and 2386). These EL's were issued as a result of Call for Bids NS98-2. There were three surrenders on September 28, 2004 for three EL's (2388, 2391 and 2392). On December 31, 2004, six EL's expired at the end of their Period 1 (2390, 2393, 2394, 2395, 2396 and 2397). These EL's were issued as a result of Call for Bids NS99-1. Period 2 for EL 2356 expired on December 31, 2004. All of the land from these surrendered and expired EL's reverted back to crown upon expiry.

These expiries and surrenders required Board review of allowable expenditure applications for the EL's. As well, allowable expenditure applications were reviewed for the EL's that were validated for Period 2. The Board developed internal review policy and procedures to ensure that all of these applications were reviewed in a consistent manner, pursuant to the schedule of allowable expenditures attached to each EL.

For the past fiscal year, total forfeitures paid by companies for their EL's that were validated, surrendered or expired was \$42,054,263.65. These forfeitures were deposited into the Receiver General for Canada's account. There may be further forfeitures due to the allowable expenditures applications still under review.

In accordance with the terms and conditions of the Exploration Licence, rentals are to be paid annually, in advance, at the rate of \$2.50 a hectare for each year of Period 2. The rentals may be refunded upon application to the extent of approved allowable expenditures incurred during Period 2, and failure to pay rentals will result in cancellation of the Exploration Licence. There are ten EL's in Period 2. Three of these ten EL's do not have to pay rentals because they have approved allowable expenditures greater than the required rentals for Period 2. In the past fiscal year, the rentals paid and deposited in the account of the Receiver General for Canada totalled \$1,450,478.28.

Active Exploration Licences at the end of the fiscal year are shown in the following table. These encompass a total area of 4,589,476 hectares.



Table 4 - Active Exploration Licences

EL#	Effective Date	Representative	Work Expenditure
2357	1-Jul-97	EnCana Corporation	\$ 2,000,000
2359	1-Jul-98	Chevron Canada Limited	\$ 67,000,000
2360	1-Jul-98	EnCana Corporation	\$ 8,000,000
2361	1-Jul-98	ExxonMobil Canada Properties	\$ 10,000,000
2364	1-Jul-98	Hunt Oil Company	\$ 2,000,000
2365	1-Jul-98	Hunt Oil Company	\$ 2,000,000
2368	1-Jul-99	Corridor Resources Inc.	\$ 1,000,000
2369	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	\$ 70,000,000
2376	1-Jul-99	EnCana Corporation	\$ 72,000,000
2377	1-Jul-99	Marathon Canada Limited	\$ 93,000,000
2378	1-Jul-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	\$ 71,000,000
2380	1-Jul-99	EnCana Corporation	\$ 1,000,000
2387	1-Jan-00	EnCana Corporation	\$ 5,000,000
2389	1-Jan-00	EnCana Corporation	\$ 15,000,000
2398	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	\$ 27,000,000
2399	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	\$ 21,000,000
2400	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc.	\$ 2,000,000
2401	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 5,000,000
2402	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 23,000,000
2403	1-Jan-01	BP Canada Energy Company	\$ 98,000,000
2404	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	\$ 13,000,000
2405	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc.	\$ 3,000,000
2406	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 41,000,000
2407	1-Jan-02	BEPCo. Canada Company	\$ 7,000,000
2408	1-Jan-02	EnCana Corporation	\$ 11,000,000
2409	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 16,000,000
2410	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	\$ 177,000,000
2411	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	\$ 194,000,000
2412	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	\$ 4,000,000
2413	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	\$ 3,000,000
2414	1-Jan-02	EnCana Corporation	\$ 76,000,000
2415	1-Jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 13,000,000
2416	1-Jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	\$ 1,000,000
			\$ 1,153,000,000

Significant Discovery Licences

A Significant Discovery Licence (SDL) is an intermediate interest designed to maintain an explorer's rights during the period between the first discovery and eventual production. The term of such a licence is indefinite. There are presently 33 SDL's offshore Nova Scotia, covering an area of 83,028 hectares. There were no new SDL's issued during this reporting period, but SDL 2255A was reduced in area when eleven sections were converted to PL 2908.

Declaration of Commercial Discovery

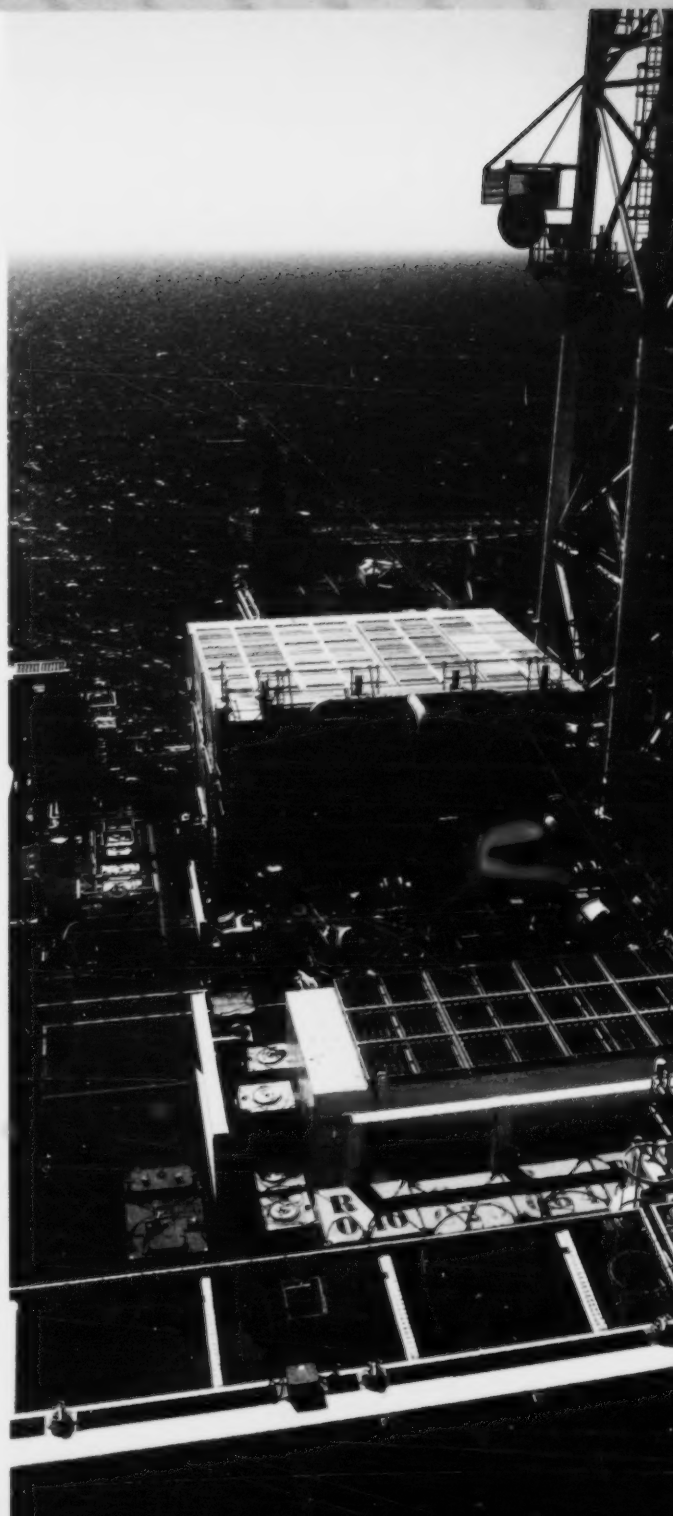
ExxonMobil Canada Properties applied for a Declaration of Commercial Discovery in December 2003. The Board reviewed this application pursuant to the "Joint Guidelines Regarding Applications for Significant or Commercial Discovery Declarations and Amendments, May 2003." A commercial discovery is defined as "a discovery of petroleum that has been demonstrated to contain petroleum reserves that justify the investment of capital and effort to bring the discovery to production." A Declaration of Commercial Discovery is required prior to application for a Production Licence.

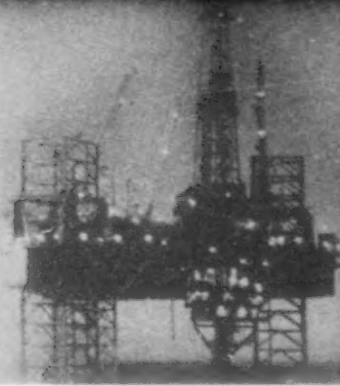
On July 6, 2004, the Board issued a Declaration of Commercial Discovery designated "South Venture." This Commercial Discovery Area covered sections of one Production Licence and three Significant Discovery Licences.

Production Licences

There are eight Production Licences offshore Nova Scotia with a total area of 33,858 hectares. A production licence is issued for any portion of the offshore area subject to a commercial discovery. Such licences have a term of 25 years, but may be extended if commercial production is continuing or is likely to recommence.

The Board issued one new Production Licence (PL) during this fiscal year. On November 25, 2004, PL 2908 was issued for the South Venture field, the fifth





of the Sable gas fields. ExxonMobil Canada Ltd. is the interest representative for the five Sable gas Production Licences. The current interest ownership for the Sable PL's 2903 to 2908, inclusive, is:

- ExxonMobil Canada Ltd. (50.80 %) Interest Representative;
- Shell Canada Ltd. (31.30 %);
- Imperial Oil Resources Ltd. (9.00 %);
- Pengrowth Corporation (8.40 %);
- Mosbacher Operating Ltd. (0.50 %).

The two remaining production licences, PL 2901 and 2902, were issued for the Cohasset-Panuke offshore oil project, which stopped production in 1999.

Exploratory Permits

There are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area. These were issued under legislation that has since been replaced. The permits in the southwestern area over George's Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The permits in the northeastern area are beside the Nova Scotia – Newfoundland and Labrador inter-provincial boundary and the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. Before any drilling activity can take place on these lands, the permits must be converted to exploration licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences. Negotiations for the conversion of these permits to exploration licences continued through the fiscal year.

3.3 Data Archive, Core Storage & Laboratory

The Board's mandate includes data collection and curation. The Data Archive, Core Storage & Laboratory facility fulfills this responsibility as a public facility, which provides geological and geophysical information and services for the Nova Scotia Offshore Area. In the reporting period, the Board undertook some minor modifications to the facility to enhance its efficiency. The facility archives all final well history, geological,

geophysical, and wellsite survey reports. It also archives all subsurface samples obtained from petroleum exploration and development wells drilled in the Nova Scotia Offshore Area.

Most data is confidential for a period of time specified in the Accord Acts; for two years following well termination for exploration wells, and 60 days for development wells. Once the confidentiality period has expired, information may be disclosed to the public. Primarily, reports and samples are accessed by industry, drilling or service companies, and scientific or government organizations.

In this reporting period, industry, which included national, international and local companies, accounted for 39% of activity at the facility, while drilling or service companies accounted for 29% of facility use, and government or academic organizations made up 32% of the traffic.

Data from the following wells became available for public disclosure during the reporting period:

- Onondaga B-84
- Annapolis B-24
- Newburn H-23
- Annapolis G-24
- Marquis L-35
- Marquis L-35A
- Torbrook C-15



Health, Safety and OPERATIONS

“ Operators are required by regulation under the Accord Acts to report health and safety related incidents that occur in the offshore area to the Board. ”

4.0 Health, Safety & Operations

4.1 Health & Safety

The Board continues to work with the provincial and federal governments on finalizing the drafting of amendments to the Accord Acts regarding offshore occupational health and safety. While this process moves forward, the Board's Occupational Health & Safety (OHS) Requirements remain in place to provide protection for offshore petroleum workers and direction to the operators. The Board's OHS Requirements are a condition of all activities authorized by the Board.

Incident Reports

Operators are required by regulation under the Accord Acts to report health and safety related incidents that occur in the offshore area to the Board. In accordance with defined criteria, certain incidents are to be reported immediately, while others may be reported the next business day. During the 2004 calendar year, the Board responded to and monitored 25 such incidents. In each case, the Board verified that appropriate action was taken to understand the cause of the incident and to improve systems in an effort to prevent recurrence.



Operators are also required to provide summary-level reporting of all safety and health related incidents that occur in the offshore on an annual basis. The Board reviews this information, as well as information from other independent sources, to determine possible trends and commonalities so that target areas where specific improvements are required may be identified.

Injury Statistics

In the 2004 calendar year, there were 1,692,290 person hours worked under Board authority in the Nova Scotia offshore area. During that period, there were 9 disabling injuries reported. Based on this data, the frequency rate for disabling injuries in the Nova Scotia offshore area for 2004 was 1.06 per 200,000 person hours.

Table 5 – Injury Statistics

Year	2000	2001	2002**	2003	2004	Average
Number of Disabling Injuries*						
Installations	7	3	8	3	5	5.2
Vessels	15	1	7	5	3	6.2
Aviation	n/a	0	0	0	0	0
Total	22	4	15	8	8	11.4
Person Hours						
Installations	1,249,348	899,244	1,253,779	899,260	839,526	1,028,231
Vessels	942,713	720,312	868,105	960,609	785,857	885,519
Aviation	n/a	82,660	94,413	57,004	66,907	75,246
Total	2,192,061	1,702,216	2,216,297	1,916,873	1,692,290	1,943,947
Frequency Rate (per 200,000 person hours)						
Installations	1.12	0.61	1.28	0.67	1.19	0.99
Vessels	3.18	0.28	1.67	1.04	0.76	1.37
Aviation	n/a	0	0	0	0	0
Total	2.01	0.47	1.35	0.84	0.95	1.12

* The term "disabling injury" means an employment injury or an occupational disease that (a) prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee's regular work on any day subsequent to the day on which the disabling injury occurred, whether or not that subsequent day is a working day for that employee, (b) results in a loss by an employee of a body member or part thereof or in a complete loss of its usefulness, or (c) results in the permanent impairment of a body function of an employee.

** Amended from the 2002 Annual Report based on updated Operator information.



Monitoring

Daily reports from Operators are reviewed by Board staff to identify health, safety and compliance issues, and appropriate actions are taken to assure that such issues are dealt with to the satisfaction of the Board. In addition, the Board maintains regular contact with Operators and Certifying Authorities to ensure ongoing compliance with regulations, Occupational Health and Safety Requirements, and other conditions of authorization.

Ongoing communication with offshore Joint Occupational Health and Safety (JOHS) Committees remains a priority of the Board. During the summer months, the Board hosted two communication sessions with JOHS Committee members, representing various offshore installations, to provide information as to the Board's legislative framework and how it effects the regulation of OHS in the offshore, together with a review of proposed amendments to Accord Act legislation regarding OHS. Representatives from Transport Canada, Civil Aviation; Transport Canada, Marine Safety; and Nova Scotia Department of Environment and Labour also participated in these sessions to explain their respective roles in assuring health and safety in the offshore and to answer questions. These communication sessions included time set aside for providing feedback during which JOHS Committee representatives raised issues of concern which were recorded and followed up by the Board.

Board staff routinely review minutes from JOHS Committee meetings held offshore to ensure that health and safety matters raised are dealt with appropriately. Board staff remain in contact with members of these committees to provide information and to assist in addressing issues that may arise.

As part of its effort to ensure high standards for health and safety are maintained, the Board regularly carries out compliance audits and inspections. During the past year, the Board made in excess of 22 visits to vessels and installations for the purpose of conducting such audits and inspections. These included pre-inspections of equipment and facilities prior to the Board's authorization to commence offshore operations, and audits and inspections of offshore work sites during operations. These activities identified a number of corrective actions required, and the Board conducted the appropriate follow-up to ensure that such corrective actions were taken.

International Regulators' Forum

The Board continues to participate in the International Regulators' Forum, which enables regulators from eight countries with offshore oil and gas activities to exchange information pertaining to:

- Offshore health and safety trends;
- Industry health and safety performance;
- Lessons from incidents;
- Industry best practices;
- Regulatory practice; and
- Effectiveness of regulatory activities.

Board staff assisted with the organization of the first ever conference of the International Regulators' Forum for offshore oil and gas safety, held over a three day period during March 2005 in London, England. This conference was attended by offshore health and safety regulators, government officials and industry representatives from around the world, and was focused on identifying practical steps that can be taken to achieve improvements in offshore safety, and to address international safety and regulatory issues.

Information gathered through this forum is useful in identifying global health and safety issues that warrant attention in the Nova Scotia offshore area, and provides an understanding of international regulatory practices that is useful when participating in government-led initiatives to address the regulatory regime in place in Canada.

4.2 Offshore Security

The Board continues to support the enhancement of security measures in the offshore as part of Government of Canada's National Critical Infrastructure Assurance Program initiative. Under

the leadership of Natural Resources Canada's Energy Infrastructure Protection Division, the Board participates in a Regulators' Forum, established to share information and to develop strategies for assuring the protection of critical energy infrastructure.

Table 6 – Summary of Work Activities

Activity	Number of Applications Approved		
	2004/05	2003/04	2002/03
Drilling			
Drilling Program Authorization	3 ^a	4	3
Approval to Drill a Well	4	7	8 ^b
Geophysical / Geotechnical / Geochemical			
Seismic	2	7 ^{c,d}	3
Seabed/benthic surveys, Geotech. Evaluations	2	1	6 ^e
Pipeline route surveys	0	0	2
Installations			
Application to Alter a Well	12	9	5
Authorization to Install:			
• Alma to Thebaud pipeline	0	0	1
• Alma jacket	0	1	0
• Alma topsides	0	1	0
• Alma pipeline tie-in spools	0	1	0
• Alma platform hook-up and commissioning	0	1	0
• South Venture pipeline / tie-in	1	0	0
• South Venture jacket	1	0	0
• South Venture topsides	1	0	0
• South Venture platform hook-up and commissioning	1	0	0
Diving			
Diving Program Authorization	1	1	1
Production			
Production Operations Authorization (SOEP):			
• Revised to add South Venture Field	1	0	0
• Revised to add Alma Field	0	1	0
Totals	29	34	29
Notes: a. Includes extension to a DPA issued in 2002. b. Comprises seven wells plus one sidetrack. c. Work associated with one of the authorized seismic programs did not proceed. d. Work for two of these seismic programs was suspended and completed in 2004. e. Includes one extension to a work authorization granted in 2001.			

The Board worked closely with Transport Canada during 2004. Transport Canada developed and issued Marine Transportation Security Regulations pursuant to the Marine Transportation Security Act. Board efforts focused on minimizing duplication and overlap regarding the regulation of security for the offshore oil and gas industry.

4.3 Offshore Activities

All petroleum activity offshore Nova Scotia must receive prior authorization of the Board. Each work authorization application includes an Operator's Safety Plan, an Environmental Assessment, a Canada-Nova Scotia Benefits Plan, Proof of Financial Responsibility, requisite information regarding the technical aspects of the proposed activity, and, where applicable, a Certificate of Fitness. The Health, Safety & Operations group coordinates the review of the documentation that accompanies each application.

Table 6 provides a summary of work activities authorized by the Board for the reporting period, and provides comparative numbers for the fiscal years 2002 and 2003.

4.4 Guidance Initiatives

Board staff work closely with industry groups to develop guidance documents addressing certain health and safety matters that are not adequately addressed by regulation. Three such initiatives being led by the Canadian Association of Petroleum

Producers (CAPP) in which the Board is participating include:

Canadian East-Coast Offshore Petroleum Safe Lifting Practices Guidelines

A committee has been formed to develop and maintain Canadian East-Coast Offshore Petroleum Safe Lifting Practices Guidelines. It is intended that these guidelines will:

- establish industry best practices related to crane and lifting equipment standards, specifications, maintenance, and operating practices.
- unify guidelines relating to safe lifting practices across East Coast Canada.

Various sections of these guidelines have previously been drafted by Board staff and will be considered by this committee. A timeline for issuing the first revision of these guidelines is currently being established.

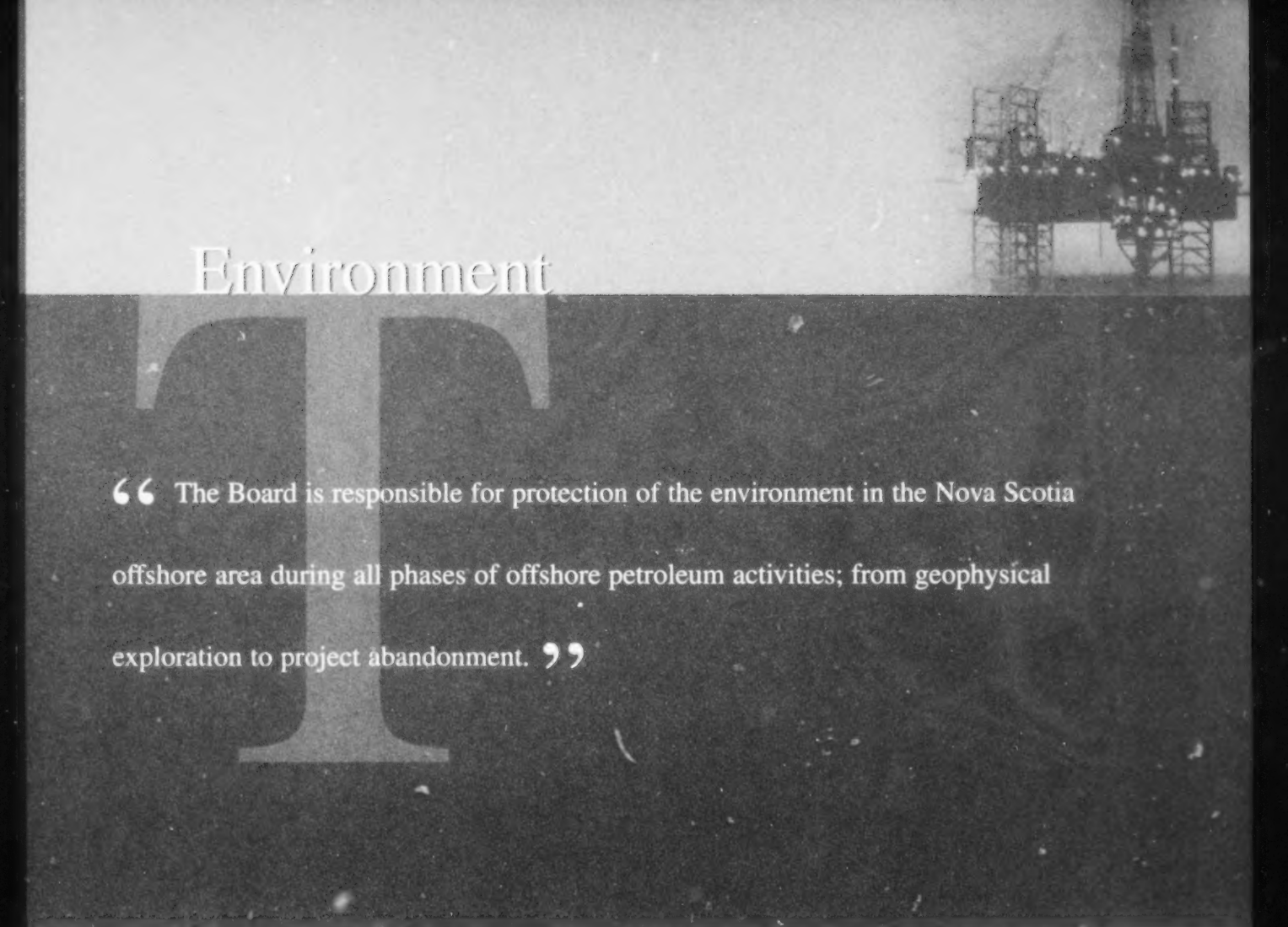
Canadian East-Coast Offshore Petroleum Industry Marine Escape, Evacuation and Rescue Guide

A draft version of this Guide has been developed and circulated by CAPP for initial stakeholder comment. This Guide has been developed to act as an aid to operators in meeting their duties in respect of marine escape, evacuation and rescue by stating the broad goals of escape, evacuation, and rescue (EER) emergency response. In order to effectively implement the requirements of this Guide, an operator will establish the standard of performance required of the hardware, procedures, systems, or other elements of an offshore installation and its operation to meet the stated goals, and demonstrate to the Board that such performance standards will be effective in reducing risks to as low as reasonably practicable.

Helicopter Underwater Emergency Breathing Apparatus

The committee looking into this matter continues to evaluate options for providing an emergency air supply system to helicopter passengers flying to and from offshore installations. Such a system will provide an emergency supply of air in the event of an accidental helicopter ditching, resulting in passengers becoming immersed underwater. The committee is currently determining how best to implement the use of this technology, and is focusing on such issues as training and personal hygiene.





Environment

“ The Board is responsible for protection of the environment in the Nova Scotia offshore area during all phases of offshore petroleum activities; from geophysical exploration to project abandonment. ”

5.0 Environment

The Board is responsible for protection of the environment in the Nova Scotia offshore area during all phases of offshore petroleum activities; from geophysical exploration to project abandonment. The Board is a Federal Authority under the Canadian Environmental Assessment Act and, as such, follows the environmental assessment process outlined in the Act. All environmental assessments undertaken by the Board are required to be in compliance with the Species at Risk Act (SARA) to ensure the protection of listed species that may be affected by offshore activities. Memoranda of Understanding are in place with both the Department of Fisheries and Oceans Canada (DFO) and Environment Canada (EC). The Board continues to participate in environmental initiatives, such as the Eastern Scotian Shelf Integrated Management (ESSIM) program managed by DFO.

5.1 Environmental Assessments

Since July 2003, all offshore oil and gas activities have been subject to environmental assessments under the CEA Act. This includes development programs as well as geophysical exploration. There are three levels of environmental assessment, as defined by the CEA Act: Screenings, Comprehensive Studies, and Panel Reviews. The majority of environmental assessments required by the Board this past year were conducted at the Screening level. These included EnCana's Phase II Decommissioning of the Cohasset Project, EnCana's wellsite survey at Huckleberry (EL 2389), Canadian Superior's wellsite survey on Mariner Block (EL 2409), Exxon Mobil's vertical seismic profile checkshot survey at Cree (EL 2361), Conoco-Phillips' 2D seismic survey in the Laurentian Subbasin, and ExxonMobil and GSI's 2D/3D seismic surveys at Blueberry (EL 2389). It should be noted that, while environmental assessments were done for these projects, not all operators chose to undertake their proposed activities.

Cohasset Phase II Decommissioning

An environmental screening report was prepared jointly by the CNSOPB, DFO, and EC as Responsible Authorities (RAs) under the CEA Act for the Cohasset Phase II Decommissioning. This report was based on outcomes of the proponent's Environmental Assessment (EA) and associated review, as well as information requests, specialist or expert advice, and public comments. The purpose of the screening was to assess the potential environmental effects of both the partial and total removal options under consideration for Phase II Decommissioning of the Cohasset Project. As required under the CEA Act, the screening was focused on establishing whether significant adverse environmental effects are likely to result from decommissioning activities. The screening was required to assist the Board in making a decision on EnCana's proposed application to amend the Development Plan. The RAs considered the significance of the environmental effects of the project and determined that, taking into account the implementation of mitigation measures outlined in the report and those committed to by EnCana in its EA and supporting documents, the project (either removal option) is not likely to result in significant adverse environmental effects.

BEPCo Comprehensive Study

Under the CEA Act, a Comprehensive Study continues for exploratory drilling on EL 2407 by BEPCo Canada Company. The program entails the drilling of 1-3 wells between 2005-2007 and 1-3 appraisal wells between 2008-2009. Each well typically requires 50-100 days to complete. In the event that hydrocarbons are found, testing may be required to define the development potential. Additional delineation wells are often drilled to determine the extent of a reservoir as well. The Canadian Environmental Assessment Agency is acting as the Federal Environmental Assessment Coordinator for this environmental assessment, as required by the CEA Act.

Consideration of public comments is an important part of the CEA Act review process. An internet-based Public Registry, established by the Canadian Environmental Assessment Agency, tracks all environmental assessments conducted under the CEA Act. All environmental assessments undertaken by the Board as part of the CEA Act review process are listed on this registry. The Board also posts project descriptions, environmental assessments, and related correspondence on its own Public Registry (<http://www.cnsopb.ns.ca/environment/registry.html>). The public can follow a proposed activity from the project description to the environmental assessment, and can review documents and submit comments to the Board.

Table 7 – Environmental Assessments

Activity	2004-2005	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Seismic Exploration	2	13	7	8
Other Geophysical/Geotechnical	3	4	4	7
Drilling Programs	1	10	8	2
Strategic Environmental Assessments	0	1	2	1
Other	1	1	0	0
Total	7	29	21	18



5.2 Fisheries Advisory Committee

The Board's Fisheries Advisory Committee (FAC) includes representatives from various fishing groups, DFO, the Nova Scotia Department of Agriculture and Fisheries, Natural Resources Canada, and the Nova Scotia Department of Energy. FAC members provide advice and suggestions to the Board for consideration in work authorization applications, regulations and guidelines. Quarterly meetings are held, and briefings are sent out, to inform and engage members in discussion of upcoming projects and other petroleum related activities. Committee members are provided with notice of all environmental assessments and are invited to submit comments to the Board for consideration during the review process.

5.3 Environmental Effects Monitoring (EEM)

In the second quarter of 2003, Marathon Oil Canada, EnCana Corporation and the Centre for Offshore Oil and Gas Environmental Research (COOGER), which operates through DFO, developed an EEM program to determine the possible effects of seismic testing on marine mammals, in particular the northern bottlenose whale. The study found that:

- Baleen and large toothed whales were sighted at lower rates when seismic activity was occurring;
- Dolphins were sighted at higher rates when seismic activity was occurring;
- Seismic activity did not affect the distance that baleen whales were sighted from the ship;
- Dolphins were sighted, on average, approximately 130 m farther from the ship when seismic activity was occurring; and
- Large toothed whales were sighted, on average, approximately 600 m farther from the ship when seismic activity was occurring.

The monitoring program provided distribution and abundance data for all marine mammals (as well as seabird and sea turtles) on the Scotian Slope.

Also in 2003, a research program led by DFO was conducted in conjunction with a seismic program undertaken by Corridor Resources Inc. off of western Cape Breton. The purpose of the study was to determine the potential impacts of seismic energy on the reproductive biology of female snow crab. This was the first experiment of its kind to test the potential impact of seismic exposure on snow crab.

There were three definitive observations as a result of the study: the seismic survey did not cause any acute or mid-term mortality of the crab, and there was no evidence of changes to feeding patterns of the laboratory test group; embryo survival and locomotion after hatch was unaffected by the seismic survey; gills, antennules and statocysts (balance organs) were soiled in the laboratory test group but found to be clean of sediment 5 months later. However, there were several differences between the experimental results of the test and control groups: the hepatopancreas (area with a similar function to a liver) was found to be bruised in the test site animals and not in the control animals; ovaries from test animals were bruised with other damage; one test site group had smaller larvae as a result of an average 5 day delay in hatch time; and the turnover (orientation) rate was different between the test and control groups. It is uncertain if these differences were due to the effects of seismic or other variances introduced in the experiment. Further research and analysis is ongoing in an attempt to answer these questions.

5.4 Compliance Monitoring

Each operator is required to meet or exceed regulations, guidelines or conditions when a work authorization is given. The Board monitors operations to ensure that operators comply with the regulations, guidelines or conditions and all applicable laws. Operators submit monthly and annual reports of discharges and these are audited against projections, commitments, and conditions. One audit was done this year in conjunction with Environment Canada.

5.5 Strategic Environmental Assessments (SEA)

Strategic environmental assessment (SEA) is a broad-based approach to environmental assessment that examines the environmental effects which may be associated with a plan, program or policy proposal. SEA allows for the incorporation of environmental considerations at the earliest stages of program planning. SEA typically involves a broader-scale environmental assessment that considers the larger ecological setting, rather than a project-specific environmental assessment that focuses on site-specific issues with defined boundaries.

In 2005, the Board received policy direction from the governments indicating that it is their policy that a SEA should be undertaken in prospective areas where there has not been broad-ranging oil and gas environmental assessments. The Board has initiated a SEA in the Misaine Bank area. Once complete, the SEA will provide regulators and operators with a better understanding of the existing environmental conditions and biological species composition within this area, identify information gaps, highlight any issues of concern and make recommendations for mitigation and planning.

5.6 Guidelines

The Board uses the Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG) and Physical Environment Guidelines (PEG) for support in regulation of the offshore oil and gas industry. These guidelines were developed jointly with the Board, the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (C-NLOPB), and the National Energy Board (NEB). Other environmental guidelines in place include the Offshore Chemical Selection Guidelines and Compensation Guidelines Respecting Damage Related to Offshore Petroleum Activity.

The OWTG set limits for offshore discharges, including the treatment and disposal of wastes. The Offshore Chemical Selection Guidelines are intended to provide a consistent framework for chemical selection as part of the environmentally responsible management of chemicals used in offshore drilling and production activities.

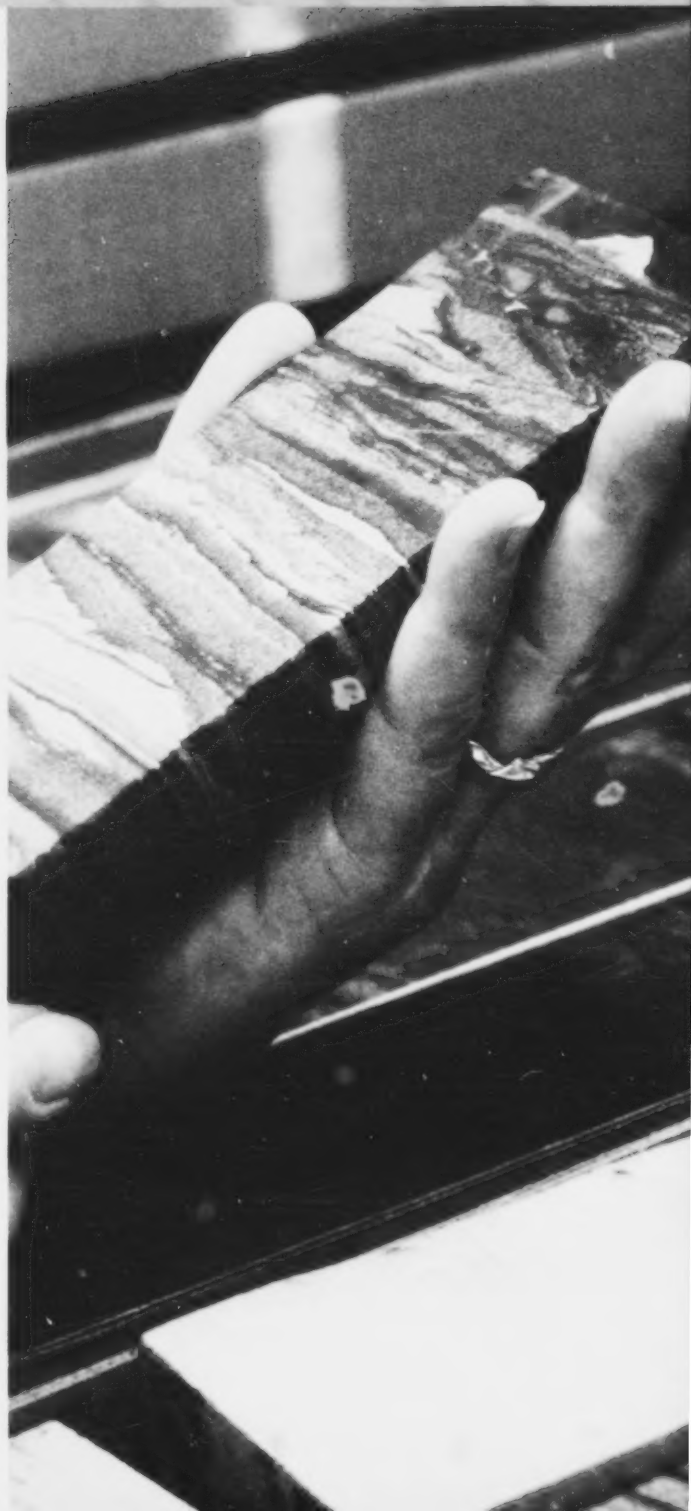




Table 6 – Spills and Releases

Material	Less than 1L	1-10L	11-150L	Greater Than 150L
Condensate	1	0	0	0
Synthetic Based Muds	0	0	0	1
Light Oil	3	0	1	1
Chemicals	0	0	0	0
Total	4	0	1	2

The PEG outlines the requirements for observing, forecasting and reporting physical environmental conditions during drilling and production activities. Physical environmental monitoring programs are in place to ensure that appropriate weather, oceanographic and ice data are gathered and provided during exploration or production for safety, and for prudent conduct of operations and emergency response. A draft of a revised PEG was released for comment in early 2004. It is anticipated that the guidelines will be published in 2005.

The Compensation Guidelines Respecting Damage Related to Offshore Petroleum Activity are intended to describe the various compensation sources available to potential claimants for loss or damage related to petroleum activity offshore Nova Scotia and Newfoundland and Labrador, and to outline the regulatory and administrative roles which the Boards exercise respecting compensation payments for actual loss or damage directly attributable to offshore operators. The Compensation Guidelines Respecting Damage Related to Offshore Petroleum Activity is used jointly by the CNSOPB and the C-NOPB.

5.7 Environmental Studies Research Fund

The Board is a member of the Environmental Studies Research Fund (ESRF) management board, which

includes representatives from government, regulators, industry and the public. The management board reviews applications and allocates research money for projects related to environmental issues concerning offshore oil and gas exploration. The study on the effects of seismic on snow crab is an example of an ESRF funded project.

5.8 Spills and Releases

Spills and releases are required to be reported to the Board within 24 hours of occurrence. The Board also monitors spill occurrences to determine if any trends are occurring. Environmental concerns include the potential impact of surface petroleum products on seabirds, as well as the impact of spills on marine habitat. The table above provides a list of the spills that occurred during the 2004-2005 fiscal year. In addition to the information provided in the table, there were also two gas releases which did not result in material entering the marine environment. As well, there was an indication of oil in the ocean near a platform that was reported; however, it is believed it came from another source.

The Board, in conjunction with Environment Canada, is in the process of conducting an investigation of two spills that occurred this year during petroleum operations in the Nova Scotia offshore area. In August of 2004, approximately four cubic metres of diesel

fuel were dispersed into the ocean from the North Triumph platform. The discharge resulted from a cracked fuel filter on the main generator. Four sheens were identified, one of which was in the vicinity of Sable Island. Staff from the Board, Environment Canada, and the Nova Scotia Department of Environment and Labour traveled to Sable Island to participate in a beach assessment. No evidence of the fuel reaching the island or impacting wildlife was identified. A Transport Canada pollution surveillance flight saw no evidence of sheens. It is believed that the diesel fuel naturally dispersed and evaporated.

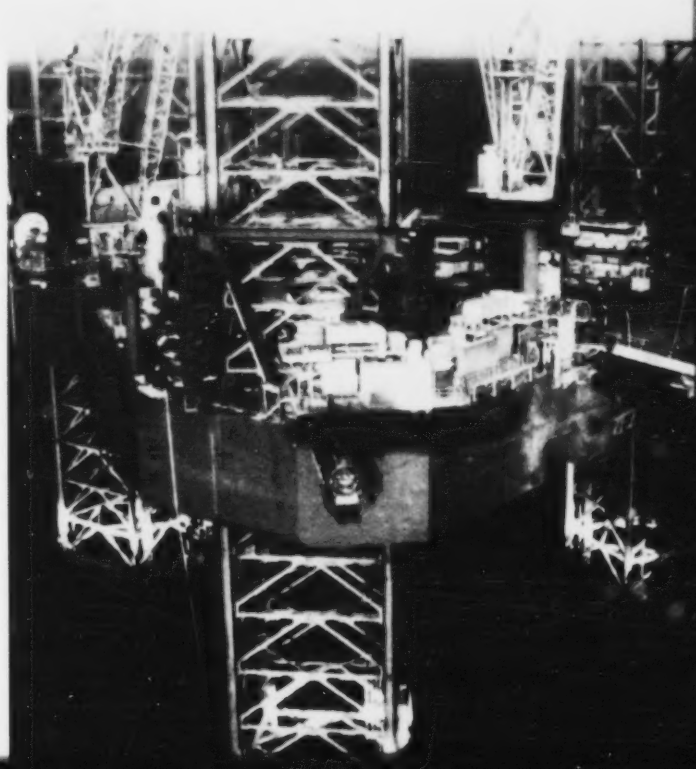
Also, in August 2004 there was a release of 354 cubic metres of synthetic based mud (SBM), approximately 2,067 metres below the water's surface at the seafloor around the wellhead of the Crimson exploration well. This well is approximately 60km south of Sable Island. The cause was identified to be an equipment failure at the seafloor during and after well abandonment. A Board officer traveled to the drill ship to begin an investigation. Video surveillance of the discharge indicates that the SBM has dissipated with no evidence of material reaching the surface. As part of the investigation, the Board requires each operator to provide a report on the cause of its incident. The Board will release the results of its findings upon conclusion of the investigation.

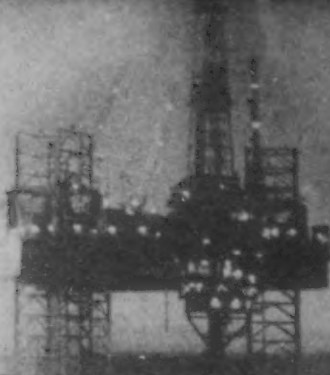
5.9 Other Initiatives

The Board continues to participate in the Eastern Scotian Shelf Integrated Management (ESSIM) initiative. ESSIM is lead by DFO, and takes a collaborative and integrated planning and management approach to addressing broad scale ocean use and interests of the Eastern Scotian Shelf. The Board participates in the ESSIM working group, the Ecosystems Objective sub-working group, and the Forum-Planning working group. As well, the Board is actively involved with DFO and Environment Canada to ensure the protection of

species at risk in offshore areas where oil and gas activities take place. This is both during the environmental assessment process and during the development of recovery strategies for specific species.

The Board is also involved in the development of a Statement of Canadian Practice with respect to offshore seismic activity. The Statement is being created to formalize and standardize the mitigation measures used in Canada with respect to the conduct of seismic surveys in the marine environment. It is based on a number of scientific papers commissioned by the DFO to examine the scientific literature of the potential effects of seismic sound on marine ecosystem.





Industrial BENEFITS

B

“ Benefits Plans must provide manufacturers, consultants, contractors and service companies with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis. ”

6.0 Industrial Benefits

The Accord Acts require that the Board must, prior to approval of any development plan or the authorization of any petroleum work or activity offshore Nova Scotia, receive and approve a Canada-Nova Scotia Benefits Plan.

6.1 Benefits Plans

Benefits Plans must provide manufacturers, consultants, contractors and service companies with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis. A plan must also address the establishment of an office in the province, the promotion of education and training, support of research and development initiatives in Nova Scotia, and employment for the activity for which the plan is being submitted.

Once discussions have taken place between the Board and the operator, and following consultation

with governments, the plan may be approved with certain conditions. These plans provide the foundation by which the Board monitors the benefits principles outlined in the Accord Acts.

In 2004, the Board approved three new Benefits Plans subject to certain conditions. These were Marathon Canada Petroleum ULC for Exploration, Delineation and Pre-Development; ExxonMobil Canada Properties for the Sable Basin Exploration and Appraisal Program; and Canadian Superior Energy Inc.'s Canada-Nova Scotia Benefits Plan for Offshore Nova Scotia Project. A seismic benefits plan for Conoco-Phillips was approved in conjunction with the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board.

Board staff also reviewed the approved Cohasset Project Benefits Plan. A requirement for the operator to comply with the Benefits Plan is found in the decision report for the Cohasset decommissioning.

6.2 Benefits Review Committee

As part of the Board's consultation process with the federal and provincial governments, the Board established a Benefits Review Committee (BRC) in 1995. Representation includes the Nova Scotia Department of Energy, Natural Resources Canada, and other federal and provincial agencies or departments as appropriate.

The BRC meets several times a year. Day to day procurement activities of the operators are also shared with the BRC in the form of bidders' lists and award notifications.

6.3 Benefits Plan Monitoring and Review

Pursuant to its industrial benefits due diligence, the Board monitors each Benefits Plan and related reports on an ongoing basis.

During the 2004 calendar year, the Board reviewed 88 bidders' lists and 123 contract awards. The total value of the contract awards was an estimated \$425 million. Of this, \$211 million represented Nova Scotian content from 56 contracts awarded to Nova Scotian companies.

Employment

The Board has a Memorandum of Understanding with Human Resources and Skills Development Canada (HRSDC) and monitors, with them, the foreign workers brought into Nova Scotia to work in the offshore petroleum industry.

Exploration Activity

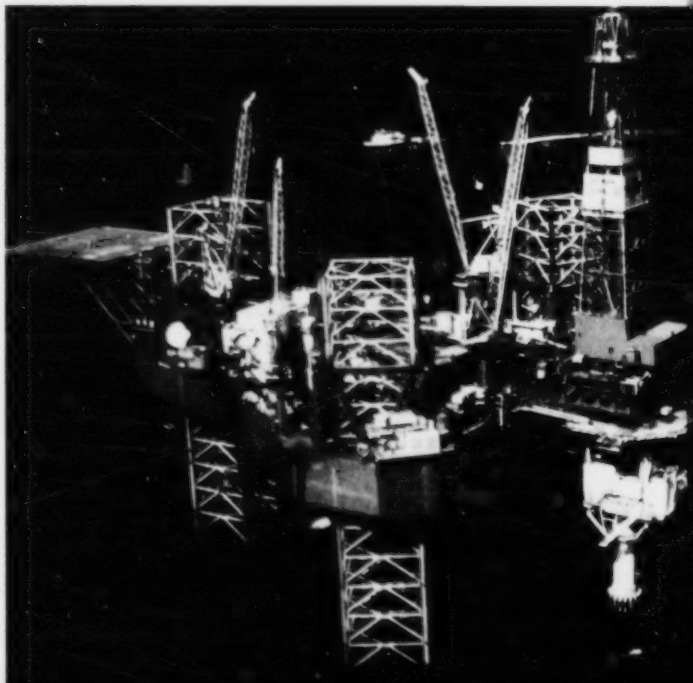
In the fiscal year 2004, there were four exploration wells drilled offshore, all covered by approved benefits plans. The principles of the Benefits Plans must be followed and reported to the Board.

Four geophysical programs were also conducted in the fiscal year 2004 under approved benefits plans.

Research and Development

Under the Accord Acts, there is a requirement for expenditures to be made, in the Province, for the promotion of research and development (R&D) by operators. Benefits Reports submitted to the Board indicate that \$868,500 was spent on R&D during 2004.

In July of 2004, ExxonMobil Canada submitted an R&D plan covering the period 2003 – 2007. After lengthy discussions and amendments, the plan was approved by the Board, subject to conditions. The plan calls for a minimum of three million dollars to be spent on Board-approved eligible R&D projects with a minimum of \$300,000 in each calendar year of the plan.



Administration

“ The Board believes that it is important to maintain and apply a consistent process in the administration of regulatory responsibilities. ”

7.0 Administration

The Board's website at www.cnsopb.ns.ca continues to be an important source of information for all interested parties, and Board staff continues to strive to provide the most up-to-date information possible. The site was redesigned this year to provide easier navigation for users.

The website is used extensively for the public consultation process under the CEA Act. During the past year, it was used for the regulatory and environmental review of the application to amend EnCana's Cohasset Project development plan. The website facilitates an open and transparent process.

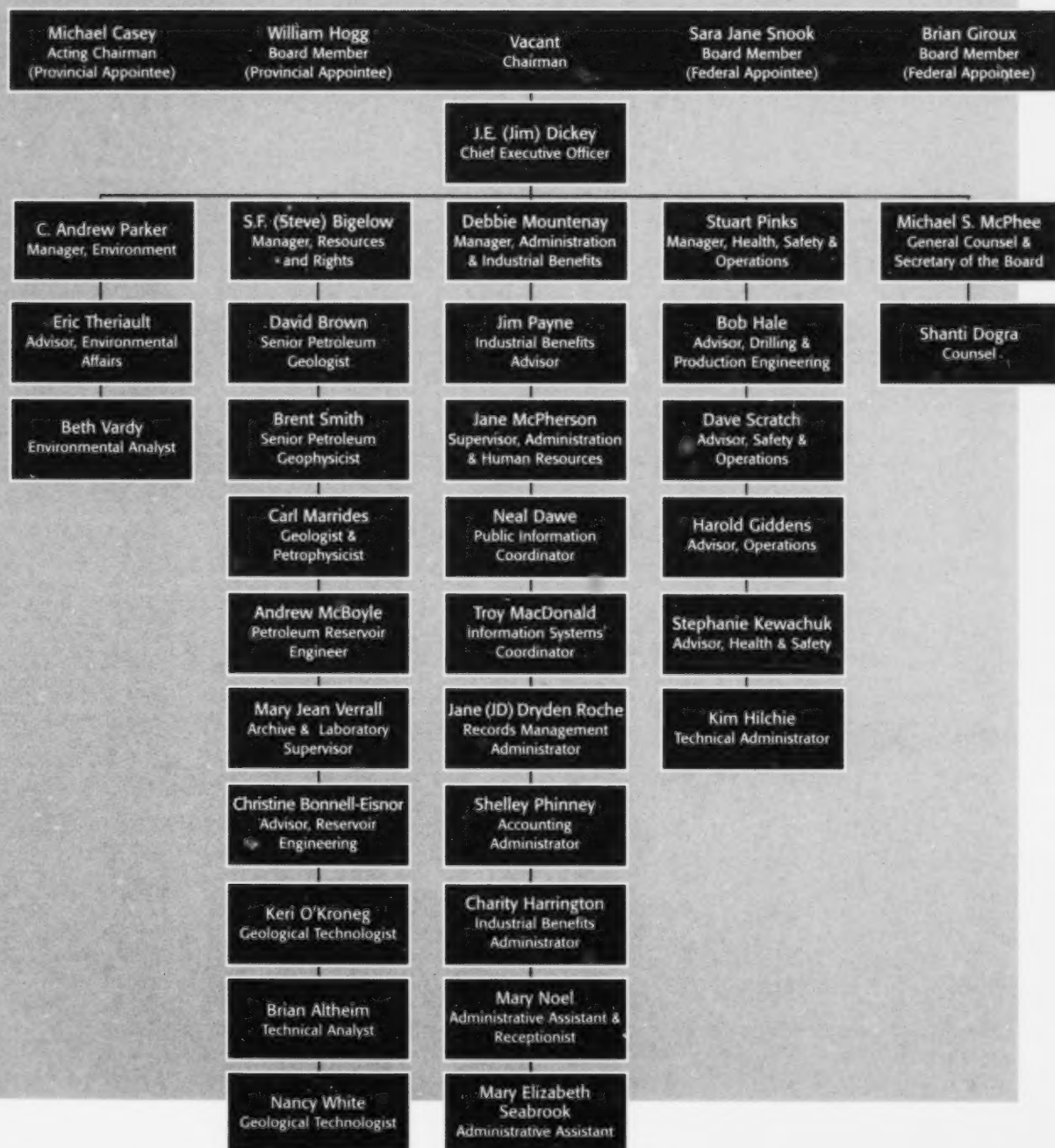
One of the most popular features of the website is the weekly activity report which provides the latest production, drilling and seismic activity. The site



received an average of 46,000 visits per month in the past year and use of the website continues to grow.

Work continued through this fiscal year on the Board's Quality Management System, and was ongoing at year-end. The Board believes that it is important to maintain and apply a consistent process in the administration of regulatory responsibilities. Board staffing levels were slightly reduced from the

Table 9 – Organizational Chart





previous year. There were also several changes at the Board level. Glenn Yungblut, the Chairman of the Board, tendered his resignation effective October 30, 2004, after serving more than six years. At year end, the Chairman's position remains vacant; however, Board member Michael Casey has assumed the position of Acting Chairman. Don Downe, a federal appointee, resigned as a Board member on June 9, 2004. The federal government filled its vacant position on the Board with the appointment of Sara Jane Snook on October 17, 2004.

7.2 Atlantic Energy Roundtable

The Atlantic Energy Roundtable (AER) is an initiative of the federal government, the provincial governments of Nova Scotia and Newfoundland, the Canadian Association of Petroleum Producers, Offshore/Onshore Technology Association of Nova Scotia, and the Newfoundland Ocean Industries Association. The AER's goal is to enhance regulatory efficiency and effectiveness.

The Board is an active participant in the various sub committees formed to work through regulatory issues that relate to offshore activities. The Board's Chief Executive Officer sits on the overriding Implementation Committee. In February 2005, the Board was a signatory, along with other government agencies and departments, to a Memorandum of Understanding (MOU) to promote a coordinated and concurrent review process for offshore development projects. In support of the MOU, the Board is in the process of reviewing and updating its Development Plan Guidelines.

The Board was also a participant in the interim meeting of the AER in November 2004, and at its third annual meeting held in the first quarter of 2005. One of the key objectives of the AER is to advance a "Goal-Oriented Regulation" approach to offshore regulations. The CNSOPB will be engaged at all levels for this ambitious, long term initiative.

Another initiative endorsed by the AER concerns the development of CNSOPB/C-NLOPB joint crewing guidelines. Both Boards are committed to the development of new Benefits guidelines, incorporating the joint crewing proposal endorsed by the AER.

7.3 Board Biographies

Michael Casey, CA, CBV – Board Member (Acting Chairman)

Michael Casey is Vice-President with the chartered accountancy firm Hemming Weir Casey Inc. He holds a Bachelor of Arts degree from Dalhousie University, and is a member of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia and the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Mr. Casey holds qualifications as a Chartered Business Valuator, and is a member and former board member of the Canadian Institute of Chartered Business Valuators. He is also registered in the specialty register of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia as a CA-designated specialist in business valuation.

Mr. Casey has held voluntary positions on a number of Boards, including as past President of the Waegwoltic Club in Halifax. He currently serves as Treasurer and Board Member of the Nova Scotia Tattoo.



Brian Giroux – Board Member

Brian Giroux is the Executive Director of the Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, a position



he has occupied since 1989. He also owns and operates a shellfish farm.

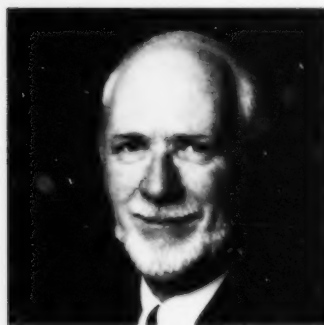
Mr. Giroux has broad experience as a government consultant on resource assessment and aquaculture projects, and has served as an International Fisheries Observer for the Department of Fisheries

and Oceans. He holds various fisherman's licences and has worked on various types of vessels, catching a number of different species.

Throughout his career, Mr. Giroux has been involved in a number of committees and programs. He is a past member of the Council of Science and Technology Advisors, Past Chairman of the Department of Fisheries and Oceans Science Advisory Council, and Chairman of the Scotia Fundy IQ (Individual Quota) Committee.

William D. Hogg – Board Member

Bill Hogg retired from 25 years in the Nova Scotia Public Service. He became a Chartered Accountant in New Brunswick, where he worked with a national



accounting firm before joining the Nova Scotia Civil Service.

Mr. Hogg worked in the Department of Health, was Director of Audits in the Office of Auditor General, and Executive Director, Finance and Administration for the Department of Government Services. He

was appointed Deputy Minister of Government Services in April 1993 and served as Deputy for the

next 10 years in the Departments of Natural Resources, Transportation and Public Works, and most recently Finance.

In addition to his role as Deputy Minister, Mr. Hogg served on the Boards of numerous Crown Corporations, completed a three year term on the Public Sector Accounting Board and received the Institute of Public Administration's Lieutenant Governor's Award for Excellence in Public Administration in 2003.

Mr. Hogg Chaired the PSAB Study Group, Accounting in Government Budgeting and is currently engaged in providing management consulting services.

Sara Jane Snook – Board Member

Sara Jane Snook is a professional engineer with over 20 years of experience in corporate finance and oil and gas development. She holds a bachelors and masters degree in engineering from the Technical University of Nova Scotia (now part of Dalhousie University).

Sara Jane began her career in Calgary, working for a large, multinational oil company. She returned to Atlantic Canada to join the Nova Scotia government. After a decade which saw the first oil production and the first gas project in the Nova Scotia offshore accomplished, she returned to the private sector and spent five years in corporate banking with a large Canadian bank. Currently, Sara Jane is the Executive Director of Springboard, an organization to promote technology transfer at Atlantic Canadian Universities. Sara Jane is active in the local community with minor sports and encouraging young people toward careers in science and technology. Sara Jane is a member of the Association of Professional Engineers of Nova Scotia, the Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta, the Society of Petroleum Engineers, and the Association of University Technology Managers.





Financial STATEMENTS

“ In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board...”

8.0 Financial Statements

AUDITORS' REPORT

TO THE MEMBERS OF CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD:

We have audited the statement of financial position of Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board as at March 31, 2005 and the statement of revenue and expenditures and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2005 and the results of its operations and the cash flows for the year then ended in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

The prior year numbers have been audited and reported on by another firm of Chartered Accountants.

Halifax, Nova Scotia
April 25, 2005

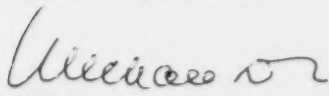

LEVY CASEY CARTER MACLEAN
CHARTERED ACCOUNTANTS

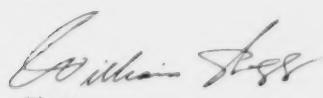
CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
 March 31, 2005

	ASSETS	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Current		
Cash	\$ 853,454	\$ 1,557,518
Receivables (note 3)	65,227	122,878
Prepaid expenses	<u>55,000</u>	<u>21,541</u>
	973,681	1,701,937
Property and equipment (note 4)	<u>314,637</u>	<u>401,340</u>
	<u><u>\$ 1,288,318</u></u>	<u><u>\$ 2,103,277</u></u>

	LIABILITIES	
Current		
Payables and accruals, trade	\$ 183,208	\$ 332,122
Payable to government	429,927	888,554
Deferred revenue	<u>105,848</u>	<u>260,918</u>
	718,983	1,481,594
Deferred capital grants	314,637	401,340
Accrued benefit obligation (note 8)	<u>254,698</u>	<u>220,343</u>
	<u><u>\$ 1,288,318</u></u>	<u><u>\$ 2,103,277</u></u>
Commitments (note 9)		

Approved by the Board


 Director


 Director

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURES
YEAR ENDED MARCH 31, 2005

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Revenue		
Grants – operating		
Government of Canada	\$ 2,360,000	\$ 2,360,000
Government of Nova Scotia	2,360,000	2,360,000
Sable Offshore Energy Project - Cost recovery	1,256,226	1,126,998
Deep Panuke Project - Cost recovery	61,009	199,665
Other Industry recoveries	918,410	1,033,388
Inspection fees	16,000	30,500
Sale of Board publications and maps	970	1,600
Interest	20,950	21,854
Gain on sale of capital assets	907	3,161
Amortization of deferred capital grants	233,262	212,945
	7,227,734	7,350,111
Less: Cost recoveries refunded to government	(2,269,282)	(2,359,713)
Deferred capital grants	(146,558)	(56,389)
Deferred revenue	(326,191)	(481,261)
	4,485,703	4,452,748
Expenditures		
Personnel, consulting and Board members	3,218,432	3,183,820
General office and support	537,031	568,320
Office and laboratory premise costs	409,946	402,154
Amortization of equipment	233,262	212,945
Data management and Diver Certification Board	87,032	85,509
	4,485,703	4,452,748
Excess of revenue over expenditures	\$ -	\$ -

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
STATEMENT OF CASH FLOWS
YEAR ENDED MARCH 31, 2005

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Operating Activities		
Amortization of deferred capital grants	\$ 233,262	\$ 212,945
Amortization of property and equipment	(233,262)	(212,945)
Gain on disposal of property and equipment	(907)	(3,161)
Net SERP pension cost	<u>34,355</u>	<u>-</u>
	33,448	(3,161)
Net change in non-cash working capital balances related to operations (note 7)	<u>(738,419)</u>	<u>807,407</u>
	<u>(704,971)</u>	<u>804,246</u>
Investing Activities		
Proceeds on disposal of property and equipment	907	3,161
Purchase of		
Leasehold improvements	(35,185)	-
Furniture and equipment	(24,669)	(10,956)
Computer equipment	(73,890)	(33,452)
Computer software	(1,950)	(11,982)
Equipment	(10,864)	-
Deferral of capital grants	<u>146,558</u>	<u>56,389</u>
	<u>907</u>	<u>3,160</u>
Increase (decrease) in cash during year	(704,064)	807,406
Cash, beginning of year	<u>1,557,518</u>	<u>750,112</u>
Cash, end of year	<u>\$ 853,454</u>	<u>\$ 1,557,518</u>

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 2005

1. Purpose of Organization

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial Governments in equal contributions. The Board collects and remits to the Governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Board's approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

2. Accounting Policies

The financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

(a) Property and equipment

Property and equipment are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment. Leasehold improvements are amortized over the life of the lease.

(b) Deferred revenue

Operating grants received from governments in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

(c) Deferred capital grants

Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the capital assets amortization charge.

(d) Use of estimates

The preparation of the financial statements in conformity with Canadian generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the reporting period. By their nature, these estimates are subject to measurement uncertainty and the effect on the financial statements of changes in such estimates in future periods could be significant.

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 2005

2. Accounting Policies (cont'd)

(e) Supplementary Employee Retirement Plan (SERP)

The actuarial determination of the accrued benefit obligation and current service cost for the SERP uses the projected benefit method prorated on service (which incorporates management's best estimate of future salary levels and the plan's benefit allocation formula). Under this method an equal portion of the total estimated future benefit (i.e. with future salary levels and inflation), is attributed to each year of service.

For the purpose of calculating the expected return on plan assets, those assets are valued at fair value.

Actuarial gains (losses) arise from the difference between actual long term rate of return on plan assets for a period and the expected long term rate of return on plan assets for that period or from changes in actuarial assumptions used to determine the accrued benefit obligation. Cumulative gains and losses in excess of 10% of the greater of the accrued benefit obligation and the market-related value of the plan assets are amortized over the average remaining service period of active members expected to receive benefits under the plan (8 years).

Obligations are attributed to the period beginning on the later of January 1, 1992 and employee's date of joining the plan and ending on the earlier of the date of termination, death or retirement.

3. Receivables

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Harmonized sales tax	\$ 23,973	\$ 23,709
Other	41,254	99,169
	<u>\$ 65,227</u>	<u>\$ 122,878</u>

4. Property and equipment

	<u>2005</u>			<u>2004</u>
	<u>Accumulated Cost</u>	<u>Net Book Amortization</u>	<u>Net Book Value</u>	<u>Value</u>
Leasehold improvements	\$ 394,493	\$ 202,524	\$ 191,969	\$ 214,909
Furniture and fixtures	352,062	309,567	42,495	76,164
Computer equipment	475,379	409,918	65,461	68,440
Computer software	180,328	178,702	1,626	25,444
Equipment	79,054	65,968	13,086	16,383
	<u>\$ 1,481,316</u>	<u>\$ 1,166,679</u>	<u>\$ 314,637</u>	<u>\$ 401,340</u>



CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD**NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS****MARCH 31, 2005**

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
5. Payable to government		
Federal government - cost recovery funds	\$ 214,963	444,277
Provincial government - cost recovery funds	<u>214,963</u>	<u>444,277</u>
	<u>\$ 429,926</u>	<u>\$ 888,554</u>

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
6. Deferred revenue		
Federal government	\$ 52,924	\$ 130,459
Provincial government	<u>52,924</u>	<u>130,459</u>
	<u>\$ 105,848</u>	<u>\$ 260,918</u>

**7. Net change in non-cash working capital balances
related to operations**

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Increase (decrease) in cash from changes in:		
Receivables	\$ 57,651	\$ 510,431
Prepaid expenses	(33,459)	(12,160)
Payables and accruals	(148,914)	(50,130)
Payable to government	(458,627)	476,628
Deferred revenue	<u>(155,070)</u>	<u>(117,362)</u>
	<u>\$ (738,419)</u>	<u>\$ 807,407</u>

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 2005

8. Pension plans

(a) Supplementary Employee Retirement Plan (SERP)

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board Supplementary Employee Retirement Plan provides top-up benefits to its employees who are members of the Public Service Superannuation Plan (PSSP). Employees are eligible for membership in this plan once their pensionable earnings have reached a level such that their benefits under the PSSP are limited by the maximum pension limits under the Income Tax Act.

The Board measures its accrued benefit obligations and the fair value of plan assets for accounting purposes as at March 31 of each year. The most recent actuarial valuation of the retirement plan for funding purposes was as of March 31, 2005. An updated actuarial valuation will be done at least every three years.

The Board has adopted the recommendations of Section 3461 of the CICA Handbook and has accounted for the SERP retroactively. This change has resulted in an increase in the 2004 accrued benefit liability of \$220,343 with a corresponding decrease in the deferred revenue. Comparative figures for the following pension disclosures have not been disclosed as the information was not readily available.

Components of Net Periodic Pension Cost

Current service cost	\$ 19,373
Interest cost	14,982
Actuarial gain	<u>(59,707)</u>
Costs arising in the year	<u>(25,352)</u>
Differences between costs arising in the period and costs recognized in the period in respect of:	
Actuarial gain	<u>59,707</u>
Net periodic pension cost recognized	<u><u>\$ 34,355</u></u>

Weighted-Average Assumptions for Expense

Discount rate	<u>6.25 %</u>
Rate of compensation increase	<u>3.65 %</u>

Weighted-Average Assumptions for Disclosure

Discount rate	<u>6.00 %</u>
Rate of compensation increase	<u>3.65 %</u>

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 2005

8. Pension plans (cont'd)

Change in Accrued Benefit Obligation	
Accrued benefit obligation at the end of the prior year	\$ 220,343
Current service cost	19,373
Interest cost	14,982
Benefits paid	-
Actuarial gain	(59,707)
Accrued benefit obligation at the end of the year	<u>\$ 194,991</u>
Reconciliation of Funded Status to Accrued Benefit Liability	
Deficit at end of year (per above)	\$ 194,991
Unamortized net actuarial gain	59,707
Accrued benefit liability	<u>\$ 254,698</u>

(b) Multiemployer Defined Benefit Pension Plan

The Board contributes to a pension plan under the Public Service Superannuation Act administered by the Province of Nova Scotia. The Board matches employees' contributions calculated as follows: 6.4% (2004 - 5.4%) on that part of their salary that is equal to or less than the "Year's Maximum Pensionable Earnings" (YMPE) under the Canada Pension Plan and 8% (2004 - 7%) on the part of their salary that is in excess of the YMPE. The Board has recognized contributions of \$182,787 in 2005 (2004 - \$147,726).

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 2005

9. Commitments

The Board has entered into various lease agreements for premises. The approximate payments required over the next four years are as follows:

2006	\$ 393,432
2007	\$ 393,432
2008	\$ 393,432
2009	\$ 26,393

Under a Memorandum of Understanding between the Board and the Diver Certification Board of Canada (DCBC), concerning the certification of commercial divers, the Board's remaining financial commitment is \$10,000 in fiscal 2006.

10. Financial Instruments

Fair value

Financial instruments of the Board consist mainly of cash, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. The carrying values of these financial assets and financial liabilities approximate their fair values given their short-term nature.

11. Comparative figures

In some cases, the comparative figures have been restated to conform with the current year's presentation.

2004-2005

RAPPORT ANNUEL



« Il me fait plaisir de présenter le Rapport annuel, comprenant les états financiers de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2005. »



Présentation du RAPPORT ANNUEL

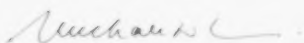
Le 15 juin 2005
L'honorable Cecil Clarke
Ministre de l'Énergie
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
Édifice de la Banque de Montréal, bureau 400
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

L'honorable R. John Efford
Ministre des Ressources naturelles du Canada
Gouvernement du Canada
580, rue Booth, 21^e Étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs les Ministres,

Conformément aux dispositions de la législation sur la mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, il me fait plaisir de soumettre le rapport annuel, comprenant les états financiers, de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2005.

Le tout respectueusement soumis,



Michael D. Casey
Président intérimaire





« C'est un plaisir de faire état des activités réalisées par l'Office Canada-
Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. »



Table des MATIÈRES

1.0 Rapport du président et du chef de la direction	4
2.0 Projets	6
2.1 Projet énergétique extracôtier Sable (PEES)	
2.2 Projet Cohasset Phase II – Démantèlement	
3.0 Ressources et droits	11
3.1 Ressources	
3.2 Gestion des droits	
3.3 Archive de données, laboratoires et centre de stockage des échantillons	
4.0 Santé, sécurité et opérations	18
4.1 Santé et sécurité	
4.2 Sécurité en zone extracôtière	
4.3 Activités extracôtières	
4.4 Initiatives et conseils	
5.0 Environnement	23
5.1 Évaluations environnementales	
5.2 Comité consultatif des pêches (CCP)	
5.3 Surveillance des effets environnementaux (SEE)	
5.4 Surveillance de la conformité	
5.5 Évaluations environnementales stratégiques (EES)	
5.6 Lignes directrices	
5.7 Fonds pour l'étude de l'environnement	
5.8 Déversements et rejets	
5.9 Autres initiatives	
6.0 Retombées économiques industrielles	29
6.1 Plans de retombées économiques	
6.2 Comité d'examen des retombées	
6.3 Suivi et examen des plans de retombées économiques	
7.0 Administration	31
7.1 Organigramme	
7.2 Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique	
7.3 Notices biographiques des membres du Conseil	
8.0 États financiers	35

Rapport du PRÉSIDENT et du CHEF DE LA DIRECTION

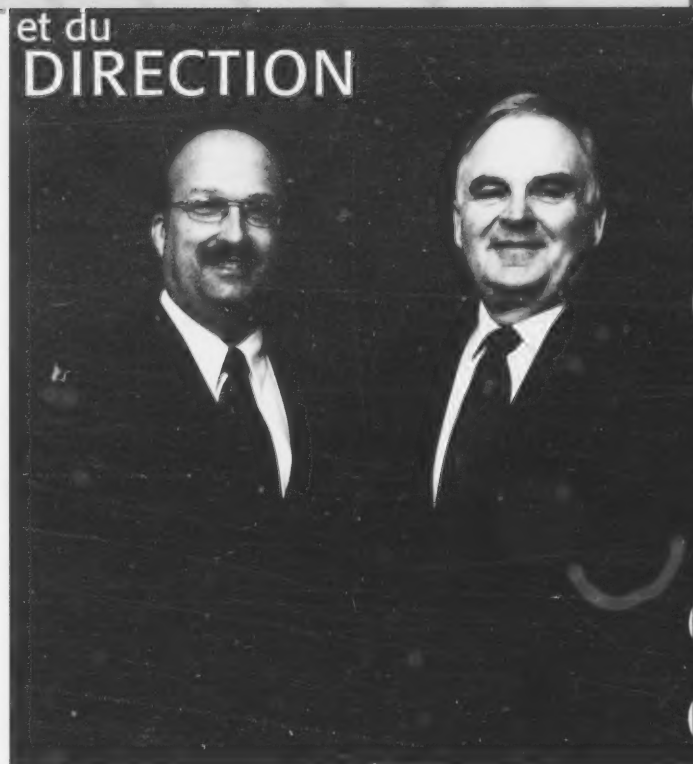
C'est un plaisir de faire état des activités réalisées par l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Comme les activités d'exploration ont été moins intensives cette dernière année, l'Office a pu accorder plus d'attention aux deux projets extracôtiers, à l'amélioration de la sécurité et la protection de l'environnement, à l'évaluation des ressources, et au soutien à la Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique.

La sécurité en mer demeure une priorité pour l'Office. Il nous fait plaisir de signaler qu'il n'y a eu aucun incident de sécurité majeur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse pendant la période visée par ce rapport. Les membres de l'Office ont continué à collaborer étroitement avec les gouvernements sur les modifications proposées aux lois régissant l'Accord afin d'améliorer la sécurité en mer.

Bien qu'aucun incident grave pour l'environnement n'ait été signalé, deux rejets liés aux opérations pétrolières ont fait l'objet d'une enquête par l'Office. En août, un déversement accidentel de diesel a eu lieu à la plate-forme de North Triumph, dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. Le deuxième incident était lié au rejet de boue de forage synthétique au puits d'essai de Crimson Deepwater. Au moment de la rédaction de ce rapport, ces deux incidents étaient sous enquête.

Pendant la période de rapport, la première étude exhaustive sur un puits d'essai extracôtier en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE) a été menée. Cette étude découlait de la proposition de forer un puits d'essai au titre du permis 2407, appartenant à la BEPCO Canada Company. Nous attendons la fin de la période de réaction publique et la décision du ministre fédéral de l'Énergie avant de recevoir les offres.

Le projet énergétique extracôtier Sable produit toujours du gaz naturel selon le plan de mise



en valeur approuvé et le plan de gestion du gisement. L'Office a étudié plusieurs offres sur l'ajout de South Venture, le deuxième gisement de la Phase II.

Une déclaration de découverte de périmètre exploitable a été faite, et un permis de production et une autorisation d'opérations de production ont été accordés. Le gisement South Venture a commencé à produire du gaz naturel en décembre 2004.

En décembre 2004, l'Office a présenté un rapport de décision sur la demande d'EnCana de modifier le plan de mise en valeur du projet Cohasset. L'Office a permis à EnCana, sous certaines conditions, d'abandonner les conduites d'écoulement, les câbles d'alimentation et les matelas de stabilité sur le plancher océanique. Cette décision tenait compte de facteurs comme la sécurité, d'une évaluation environnementale faite en vertu de la LCEE, de la pêche commerciale, d'un précédent international et des commentaires



« La sécurité en mer demeure une priorité pour l'Office. Il nous fait plaisir de signaler qu'il n'y a eu aucun incident de sécurité majeur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse pendant la période visée par ce rapport. »



publics. En octobre 2004, le gouvernement fédéral a nommé Sarah Jane Snook à l'Office. De plus, toujours en octobre 2004, Glenn Yungblut a terminé son

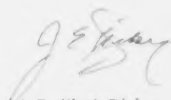
mandat de président de l'Office, après plus de six ans à ce poste. Les membres du Conseil et le personnel de l'Office tiennent à remercier M. Yungblut pour le dévouement et le leadership dont il a fait preuve au cours d'une période très importante. Au moment d'écrire ces lignes, les gouvernements n'avaient pas encore nommé de nouveau président. Michael Casey occupe ce poste de façon provisoire.

Nous avons le plaisir d'annoncer qu'une fois de plus, l'Office a respecté son budget et son plan d'activités. De plus, l'Office a récupéré et remis aux gouvernements fédéral et provinciaux, conformément aux directives sur le recouvrement des coûts, environ 50 % de ses dépenses.

Nous présentons aux pages suivantes de l'information plus détaillée sur les activités de l'Office au cours de l'exercice financier 2004-2005. Comme le stipulent les lois régissant l'Accord, ce Rapport annuel comprend les états financiers et le rapport de vérification pour l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2005.



Michael D. Casey
Président intérimaire



J. E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

Projets

« Deux projets pétroliers extracôtiers relevaient des compétences de l'Office au cours du dernier exercice financier : le projet énergétique extracôtier Sable (PEES) et le démantèlement du projet Cohasset Phase II. »

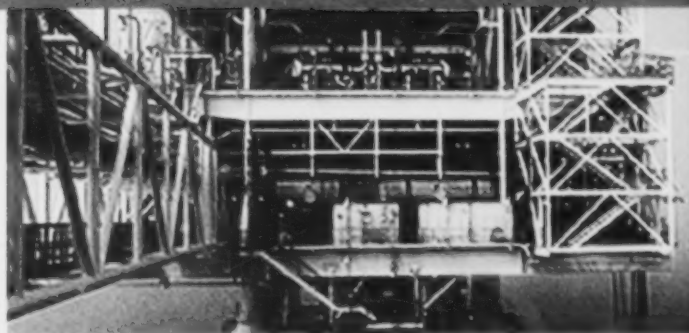
2.0 Projets

Deux projets pétroliers extracôtiers relevaient des compétences de l'Office au cours du dernier exercice financier :

- Le projet énergétique extracôtier Sable, en production depuis décembre 1999, exploité par ExxonMobil Canada Ltd. ;
- Le démantèlement du projet Cohasset Phase II, par EnCana Corporation. EnCana a demandé de modifier le plan de mise en valeur du projet Cohasset en décembre 2003, et l'Office a donné son autorisation en décembre 2004.

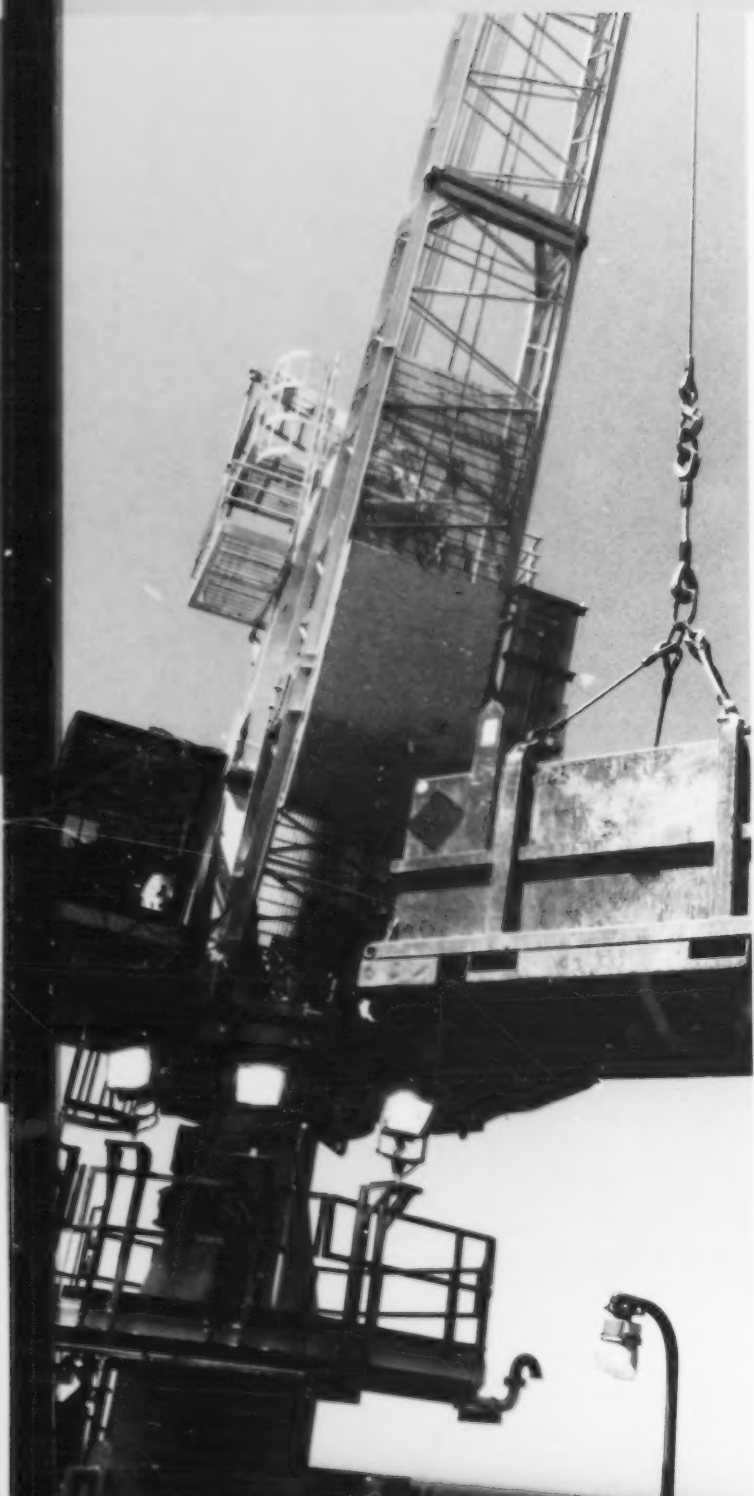
2.1 Projet énergétique extracôtier Sable (PEES)

Le deuxième des gisements de la Phase II, South Venture, est entré en production en décembre 2004. Après l'installation de la plate-forme en 2004, la production au gisement South Venture a commencé avec le puits P-60 (SV1).



Les deuxième et troisième puits, SV2 et SV3, devraient commencer à être productifs d'ici mi-2005. Cinq puits sont actuellement exploités, Thebaud, Venture, North Triumph, Alma et South Venture. La demande de plan de mise en valeur prévoyait l'exploitation de six gisements, mais aucun plan n'est prévu pour l'instant pour le sixième gisement, Glenelg.

La compression du gisement devrait commencer en 2006. La compression abaissera la pression



dans les pipelines, ce qui permettra de prolonger la période de production. Les installations de compression seront aménagées sur une nouvelle plate-forme située près de la plate-forme du réseau collecteur du gisement Thebaud, ce qui abaissera la pression de toutes les plates-formes.

Estimation des réserves et de la ressource

Le taux de production moyen était de 11,3 millions de mètres cubes par jour (400 millions de pieds cubes) au cours de la dernière année financière, comparativement à 12,8 millions de mètres cubes (454 millions de pieds cubes) l'année précédente. La production totale pour l'année financière était de 4,1 milliards de mètres cubes (146 milliards de pieds cubes), comparativement à 4,7 milliards de mètres cubes (166 milliards de pieds cubes). La production totale jusqu'à présent est de 24,5 milliards de mètres cubes (864 milliards de pieds cubes). Le partage entre les gisements est de 37 %, 33 %, 22 %, 7 % et 1 % pour Thebaud, Venture, North Triumph, Alma et South Venture.

Les réserves prévues n'ont pas été revues depuis l'année précédente. Les réserves originales précisées dans le plan de mise en valeur sont de 129,3 milliards de mètres cubes (4,6 billions de pieds cubes) avec une fourchette de 57,1 à 217 milliards de mètres cubes (2,9 à 7,7 billions de pieds cubes). On estime à 90 % la possibilité que la valeur la plus faible, P90, soit dépassée et à 10 % la possibilité que la valeur P10 soit dépassée. Les prévisions quant aux quantités de gaz récupérables étaient de 84,3 milliards de mètres cubes (3 billions de pieds cubes), avec une fourchette de 32,3 à 145,1 milliards de mètres cubes (1,1 à 5,1 billions de pieds cubes). La déclaration publique la plus récente sur les réserves a été faite par Shell en janvier 2004. Les estimations de gaz récupérable étaient de 38,9 milliards de mètres cubes (1,4 billion de pieds cubes). Chacun des partenaires fera ses propres estimations des volumes, et celles-ci devraient fluctuer pendant toute la durée de vie du projet, alors que des renseignements additionnels seront obtenus.

Redevances

Pendant l'exercice, l'Office a reçu des redevances de 28 152 545,04 \$ pour la production réalisée par ExxonMobil Canada Ltd. (ExxonMobil) en vertu des permis de production 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud), 2906 (North Triumph), 2907 (Alma) et 2908 (South Venture). Ces sommes ont été remises au Receveur général du Canada, conformément à l'entente sur la perception et la gestion des redevances (Royalty Collection and Administration Agreement) signée par l'Office, le gouvernement fédéral et la Nouvelle-Écosse.



Activités

En tant qu'exploitant du PEES, ExxonMobil a reçu les autorisations requises pour installer une nouvelle plate-forme de production et un pipeline sous-marin pour le gisement South Venture.

Un gazoduc sous-marin de 324 mm (12 po NPS), jumelé à un pipeline pour le transport de l'éthylèneglycol de 89 mm (3 po NPS), a été installé au cours du mois de juillet. Ce nouveau gazoduc permettra de transporter le gaz naturel produit par le gisement South Venture vers un point de jonction sous-marin au pipeline Thebaud de 457 mm (18 po NPS), situé à environ 500 mètres. Un programme de plongée a été autorisé afin de permettre à des plongeurs de réaliser certaines activités manuelles relatives à l'installation, à la jonction et à la mise à l'essai.

La plate-forme de production a été installée en deux étapes. Le treillis et les piles ont été mis en place en mai, et les hauts de plates-formes en octobre. Le montage et la mise en service de la nouvelle plate-forme ont commencé immédiatement après la mise en place des hauts de plates-formes, et la production au gisement South Venture a commencé le 6 décembre 2004.

Un puits de développement (South Venture 2) a été foré puis terminé pendant l'exercice financier. Un deuxième puits de développement (South Venture 3) a été foré par battage en février 2005. Le puits South Venture 1, foré et interrompu en 2002, a été terminé. Au 31 mars 2005, on comptait au total 15 puits de production aux gisements des Phases I et II. Le gisement South Venture en compte un, et les gisements North Triumph et Alma en comptent deux.

Retombées économiques

Génie, construction, approvisionnement et entretien

En août 2004, ExxonMobil a informé l'Office d'un important contrat de génie, de construction, d'approvisionnement et d'entretien, d'une valeur estimée à 95 millions de dollars. Ce contrat vise non seulement les installations à terre et en mer du projet Sable, mais le Programme de forage

Tableau 1 – Projet Sable – Dépenses

Dépenses cumulatives (millions \$) jusqu'au 31 décembre 2004

Nouvelle-Écosse	Canada	Pays étrangers	Total
1 532,4 \$	731,5 \$	1 974,6 \$	4 238,5 \$
36,1 %	17,3 %	46,6 %	100 %

Tableau 2 – Projet Sable – Emploi

Tableau 2 – Projet Sable – Emploi

Nouvelle-Écosse	Canada	Pays étrangers	Total
14,30	2,71	7,46	24,47
58,42 %	11,08 %	30,5 %	100 %

Tableau 3 – Projet Sable – Dépenses en 2004

Tableau 3 – Projet Sable – Dépenses en 2004

Nouvelle-Écosse	Canada	Pays étrangers	Total
180,7 \$	83,1 \$	245,2 \$	509 \$
35,5 %	16,3 %	48,2 %	100 %

Tableau 4 – Projet Sable – Emploi en 2004

Tableau 4 – Projet Sable – Emploi en 2004

Nouvelle-Écosse	Canada	Pays étrangers	Total
1,63	0,21	0,63	2,47
66 %	8 %	26 %	100 %

d'exploration et d'évaluation de forage du bassin Sable, et le Programme d'évaluation de forage et d'exploration en eau profonde de Pétrolière Impériale Ressources Limitée.

Le contrat a été attribué à AMEC, Black and MacDonald Ltd. Le contenu néo-écossais devrait être de 79 % et le contenu canadien total de 91 %.

L'Office a supervisé chaque étape du processus d'approvisionnement (déclaration d'intérêt, liste de soumissionnaires et attribution du contrat) afin d'assurer que toutes les parties intéressées ont pu offrir leurs services de façon concurrentielle.

Plate-forme de compression

L'Office a continué à superviser le processus d'approvisionnement par Saiwoo pour la plate-forme de compression en 2004-2005 et a reçu des mises

à jour régulières au cours de l'année sur le degré d'activité dans le cadre de ce contrat.

Rapport sur les retombées économiques

ExxonMobil, en tant qu'exploitant du PEES, doit, en vertu du Rapport décisionnel sur le plan de retombées économiques, soumettre des rapports trimestriels et annuels à l'Office. Au 31 décembre 2004, à l'aide de la méthode de l'Office des normes générales du Canada, 180,7 millions de dollars avaient été dépensés en Nouvelle-Écosse et 83,1 millions de dollars au Canada, pour un total de 263,8 millions.

Le 31 décembre 2004, 1 174 personnes travaillaient dans le cadre du PEES, dont 909 (77,43 %) en Nouvelle-Écosse.

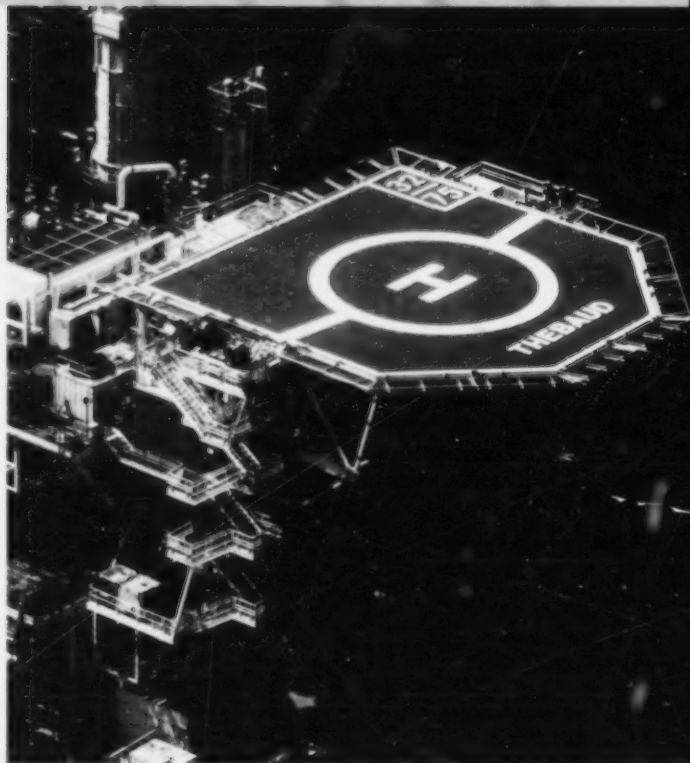
2.2 Projet Cohasset Phase II – Démantèlement

En 1990, le plan de mise en valeur du projet pétrolier extracôtier Cohasset-Panuke (le projet Cohasset) a été approuvé, sous conditions, par l'Office. Quand la production a commencé en 1992, c'était le premier projet pétrolier extracôtier au Canada. Il était réalisé par LASMO Nova Scotia (LASMO), en partenariat avec Nova Scotia Resources (Ventures) Limited. PanCanadian (aujourd'hui EnCana Corporation) a acquis 50 % des parts de LASMO en janvier 1996 et est devenu l'exploitant du projet. Celui-ci a duré de 1992 à 1999, produisant au total 7,1 millions de mètres cubes de pétrole (44,5 millions de barils).

Le plan de mise en valeur original, tel qu'approuvé par l'Office, prévoyait le démantèlement de l'infrastructure, notamment l'obturation des puits avec du ciment, le retrait du cuvelage à une profondeur de 6 mètres sous le fond marin, et le retrait de tous les matériaux artificiels, y compris les lignes de flux installées entre les divers éléments et le matériel connexe.

L'Office a approuvé le début du démantèlement du projet Cohasset en 2000, soit le retrait de la bouée d'amarrage à chaîne caténaire, le repli et le retrait de tous les composants mobiles, et la dépressurisation et la mise hors tension de toutes les plates-formes et installations sous-marines. L'Office a autorisé l'exploitant à suspendre les travaux de démantèlement du reste des installations afin de déterminer si les treillis et les hauts de plates-formes pouvaient être utilisés pour le projet Deep Panuke. En janvier 2002, EnCana Corporation (EnCana) a déterminé qu'elle ne pouvait pas utiliser les installations existantes, et l'Office lui a demandé de préparer un plan de démantèlement final. D'autres travaux de démantèlement ont été réalisés au cours de l'été 2003, alors que l'Office a autorisé l'exploitant à abandonner 14 puits de production.

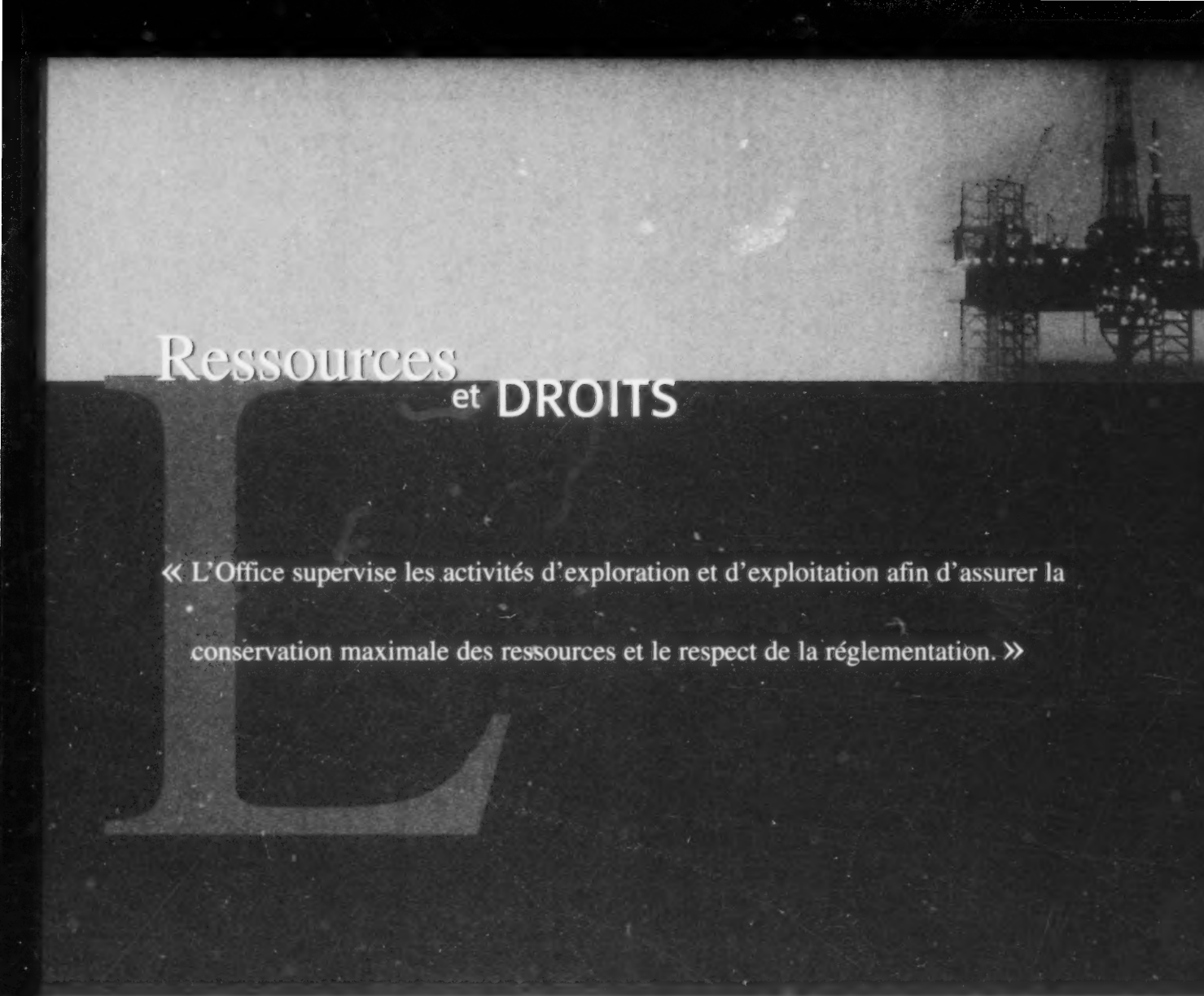
En décembre 2003, EnCana a proposé une modification au plan de mise en valeur du projet Cohasset, demandant l'autorisation de laisser les conduites d'écoulement et le matériel sous-marin connexe en place. En mai 2004, l'Office a demandé des



commentaires publics écrits sur la modification proposée dans le cadre de l'étude de la demande. De plus, une évaluation du niveau de vérification a été menée, conformément à la LCEE.

L'évaluation environnementale menée en vertu de la LCEE a permis de déterminer que compte tenu des mesures d'atténuation précisées dans le Rapport d'examen préalable sur le démantèlement du projet Cohasset, aucune proposition de retrait partiel ou total ne risque d'avoir des effets très néfastes pour l'environnement.

L'Office a étudié la proposition d'EnCana, en tenant compte de facteurs comme la sécurité, l'environnement, la pêche commerciale, les pratiques internationales en matière de démantèlement, les obligations et les avantages pour le Canada et la Nouvelle-Écosse. En décembre 2004, l'Office a approuvé, sous certaines conditions, la demande de modification du plan de mise en valeur du projet Cohasset.



Ressources et DROITS

« L'Office supervise les activités d'exploration et d'exploitation afin d'assurer la conservation maximale des ressources et le respect de la réglementation. »

3.0 Ressources et droits

Le mandat de l'Office prévoit l'octroi de droits, la gestion des ressources pétrolières et gazières extracôtières et la collecte et la distribution de données. La politique sur l'octroi de droits ou l'émission de permis repose sur Loi fédérale sur les hydrocarbures. L'administration du processus d'émission de permis respecte les objectifs du Plan stratégique de l'Office et est revue tous les ans par les gouvernements fédéral et provincial.

3.1 Ressources

Contrôle des projets

L'Office supervise les activités d'exploration et d'exploitation afin d'assurer la conservation maximale

des ressources et le respect de la réglementation.

Cela est possible par le contrôle de la production et du rendement des réservoirs, une communication régulière avec l'exploitant, et l'examen de toutes les demandes d'autorisation dans une perspective visant la conservation des ressources. S'il y a lieu, on réalise des études techniques pour valider les propositions et les activités de façon indépendante.

Activités d'exploration

Les puits d'essai* suivants ont été forés pendant la période de rapport :

- Cree I-34 : Mai à août 2004
- Crimson F-81 : Juin à août 2004

*Les données techniques sur ces puits sont confidentielles pour le moment.

Chaque demande de forage prévoit, entre autres exigences, un plan de forage qui est étudié par le personnel responsable des droits et des ressources, qui fait une évaluation technique de tous les aspects géologiques, géophysiques, pétrophysiques et techniques des gisements. De plus, cette évaluation assure le respect de la réglementation. Une fois le puits foré par battage, les progrès réalisés sont examinés quotidiennement, par des rapports et des mises à jour de l'exploitant, afin d'assurer que le forage respecte le programme approuvé. Toutes les modifications sont étudiées. Lorsque le puits est foré, le personnel étudie et analyse les résultats et les rapports, et les archive.

Une fois le programme commencé, les progrès réalisés sont examinés chaque semaine, par l'intermédiaire de rapports et de mises à jour par l'exploitant, afin d'assurer le respect du programme.

Chaque demande de programme géophysique est examinée par le personnel responsable des droits et des ressources, qui s'assure que les données ne sont pas inutilement recueillies deux fois et que la réglementation en matière de géophysique est respectée. Il veille également à ce que les lignes directrices de l'Office soient respectées.

Évaluation des ressources

L'une des principales responsabilités de l'Office est l'évaluation des ressources en hydrocarbures. Cette évaluation aide à déterminer le volume de pétrole et de gaz découverts, de même que le volume de pétrole et de gaz qui pourraient l'être. Les résultats sont exprimés en probabilités.

Au début 2004, l'Office a évalué le potentiel en hydrocarbures du récif d'Abenaki, d'âge jurassique, le long de la marge continentale de la Nouvelle-

Tableau 2 – Programmes géophysiques

Programme	Exploitant	Type d'activités	Début	Fin	Nombre total de kilomètres
NS24-E43-04E	EnCana Corporation	3D	2 juin 2004	16 octobre 2004	353,3 km ²
NS26-C146-04E	Canadian Superior	Visite de site	22 août 2004	29 août 2004	s.o.
NS26-E43-03E	EnCana Corporation	Visite de site	29 août 2004	31 août 2004	s.o.

Toutes les modifications sont étudiées. Une fois le programme terminé, le personnel examine et analyse les nouvelles données et les rapports finals, et les archive.

Programmes géophysiques

Les données sismiques recueillies pour l'année civile 2004 étaient de 514,2 kilomètres (2D) et de 353,3 kilomètres carrés (3D). C'est une augmentation considérable par rapport aux données recueillies en 2003, qui étaient de 15 771 kilomètres (2D) et de 4 026 kilomètres carrés (3D).

Écosse. Une version publique de cette étude devrait paraître à l'été 2005.

L'Office a également fait une évaluation interne des ressources du sous-bassin de l'île de Sable. Cette zone, qui entoure l'île de Sable, est d'une superficie d'environ 11 000 kilomètres carrés. Les résultats de ces évaluations aident l'Office à mieux connaître le potentiel en hydrocarbures de ce bassin géologique, et à prendre des décisions sur les activités et l'octroi de droits d'exploitation pétrolière au large de la Nouvelle-Écosse.



3.2 Gestion des droits

Registre public des titres et participations

Comme le stipulent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre public de toutes les participations inscrites en zone extracôtière et de tous les documents. C'est le registre officiel de l'Office des titulaires de titres, et tout transfert de droit ou changement de propriété doit être enregistré. Les renseignements contenus dans le registre pouvant être rendus publics figurent sur le site Web de l'Office, pour un accès aisé.

Intérêts

Cette carte présente les permis d'exploration en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse.

Appels d'offres

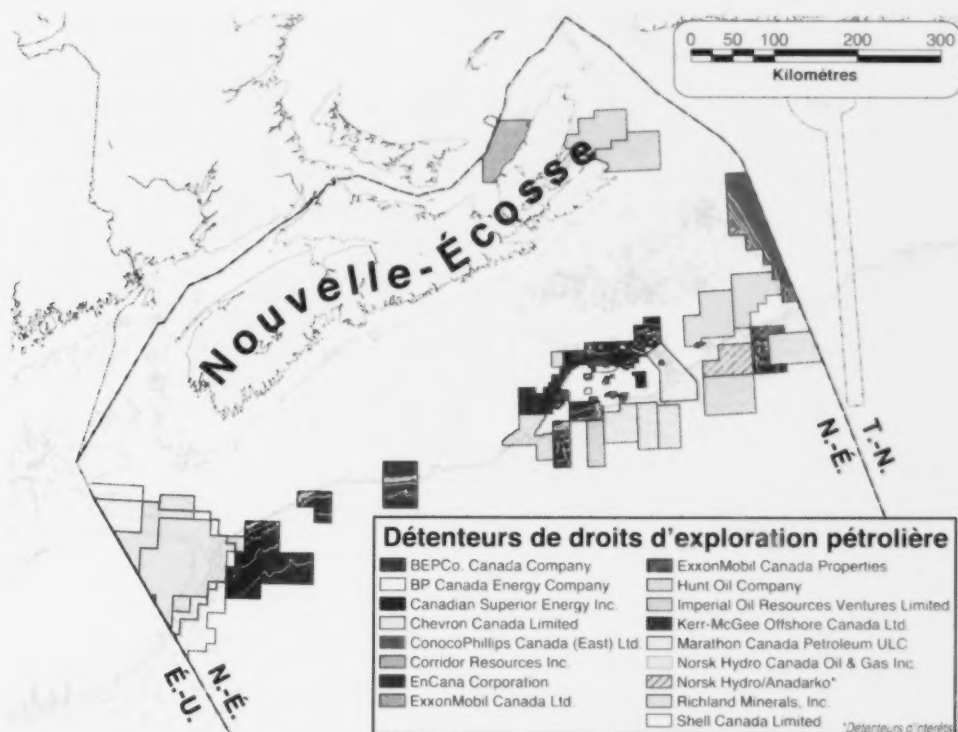
N'importe quand au cours de l'année, l'industrie peut désigner des zones extracôtières à des fins

d'exploration potentielle. On examine ces zones le 31 mars et le 30 septembre afin de déterminer si elles feront l'objet d'un appel d'offres. Il existe actuellement deux endroits où on ne peut désigner des zones d'exploration potentielle : la zone du banc Georges visée par un moratoire et la zone de protection marine protégée du passage de l'île de Sable proposée.

L'Office a étudié les désignations faites jusqu'au 31 mars et jusqu'au 30 septembre 2004, et a décidé de ne pas faire d'appel d'offres en juin ou en décembre. Il a pris cette décision après avoir étudié les zones désignées par l'industrie pétrolière.

Permis d'exploration

À la fin de l'année financière, 33 permis d'exploration étaient en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse, pour des travaux prévus de plus de 1,15 milliard de dollars.



Un permis d'exploration (PE) est en vigueur pendant une période de neuf ans, comprenant deux étapes consécutives appelées période 1 et période 2. La période 1 dure cinq ans et commence à l'entrée en vigueur du permis. Cette période est prolongée d'un an si le forage d'un puits est entrepris ou si un dépôt de forage est versé avant la fin de la cinquième année. Si un puits de validation est foré, la période 2 suit immédiatement la période 1 et dure jusqu'à la fin de la neuvième année de validité du permis.

Le titulaire d'un permis d'exploration verse un dépôt de garantie représentant 25 % de son engagement à faire les travaux. Ce dépôt est remboursable dans le cadre des dépenses admissibles alors que le titulaire alloue des fonds aux activités d'exploration. Les dépenses admissibles sont précisées pour chaque permis d'exploration.

Tableau 3 – PE en période 2

PE	Puits de validation
2361	Cree I-34
2369	Emma N-03
2376	Southampton A-25
2377	Annapolis G-24
2378	Balvenie B-79
2380	Weymouth A-45
2387	Margaree F-70

La période 2 des PE suivants a commencé au cours du présent exercice financier.

La période 1 du PE 2389 a été prolongée d'un an par un dépôt de forage 250 000 \$, et expirera le 31 décembre 2005. Si un puits est foré par battage avant cette date, le PE sera validé pour la période 2, mais la date d'expiration originale ne sera pas reportée.

Le PE 2384 a été remis le 28 juin 2004. Le puits avait été validé pour la période 2, mais le permis a été remis avant la fin de la période 1. Le 30 juin 2004, douze PE ont expiré à la fin de la période 1 (2370, 2371, 2372, 2373, 2374, 2375, 2379, 2381, 2382, 2383,

2385 et 2386). Ces permis avaient été émis dans le cadre de l'appel d'offres NS98-2. Le 28 septembre 2004, trois PE ont été remis (2388, 2391 et 2392). Le 31 décembre 2004, six PE ont expiré à la fin de la période 1 (2390, 2393, 2394, 2395, 2396 et 2397). Ces permis avaient été émis dans le cadre de l'appel d'offres NS99-1. La période 2 du PE 2356 a pris fin le 31 décembre 2004. Toutes les zones liées à ces permis remis et expirés ont été rendues à l'État.

En raison de ces expirations et de ces remises, l'Office a dû revoir les demandes de dépenses admissibles des PE correspondants. L'Office a également revu les demandes de dépenses admissibles liées aux PE validés pour la période 2. L'Office a élaboré une politique et des procédures sur l'examen interne afin d'assurer que toutes ces demandes sont revues de façon cohérente, conformément au calendrier des dépenses admissibles liées à chaque permis.

Au dernier exercice financier, le total des montants payés par les exploitants pour les permis validés, remis ou expirés s'élevait à 42 054 263,65 \$. Ces fonds ont été déposés dans le compte du Receveur général du Canada. Il pourrait y avoir des montants additionnels en raison des demandes de dépenses admissibles actuellement sous examen.

Conformément aux conditions des permis d'exploration, les frais de location sont payés tous les ans, à l'avance, au taux de 2,50 \$ l'hectare, pour chaque année de la période 2. Ces frais peuvent être remboursés sur demande, jusqu'à concurrence des dépenses admissibles approuvées engagées au cours de la période 2, et le non-paiement entraîne l'annulation du permis d'exploration. Dix permis sont en période 2. Trois d'entre eux ne sont pas sujets à des frais de location car les dépenses admissibles approuvées sont plus élevées que les frais de location de la période 2. Au cours du dernier exercice financier, les frais de location payés et déposés dans le compte du Receveur général du Canada s'élevaient à 1 450 478,28 \$.

Les permis d'exploration en vigueur à la fin de l'année financière sont présentés au tableau suivant. Ils visent une superficie totale de 4 589 476 hectares.

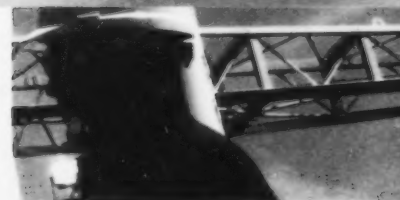


Tableau 4 - Permis d'exploration en vigueur

N° PE	Entrée en vigueur	Représentant	Dépenses
2357	1er juillet 1997	EnCana Corporation	2 000 000 \$
2359	1er juillet 1998	Chevron Canada Limited	67 000 000 \$
2360	1er juillet 1998	EnCana Corporation	8 000 000 \$
2361	1er juillet 1998	ExxonMobil Canada Properties	10 000 000 \$
2364	1er juillet 1998	Hunt Oil Company	2 000 000 \$
2365	1er juillet 1998	Hunt Oil Company	2 000 000 \$
2368	1er juillet 1999	Corridor Resources Inc.	1 000 000 \$
2369	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	70 000 000 \$
2376	1er juillet 1999	EnCana Corporation	72 000 000 \$
2377	1er juillet 1999	Marathon Canada Limited	93 000 000 \$
2378	1er juillet 1999	Imperial Oil Resources Ventures Limited	71 000 000 \$
2380	1er juillet 1999	EnCana Corporation	1 000 000 \$
2387	1er janvier 2000	EnCana Corporation	5 000 000 \$
2389	1er janvier 2000	EnCana Corporation	15 000 000 \$
2398	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	27 000 000 \$
2399	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	21 000 000 \$
2400	1er janvier 2001	Richland MineralsInc.	2 000 000 \$
2401	1er janvier 2001	Canadian Superior Energy Inc.	5 000 000 \$
2402	1er janvier 2001	Canadian Superior Energy Inc.	23 000 000 \$
2403	1er janvier 2001	BP Canada Energy Company	98 000 000 \$
2404	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	13 000 000 \$
2405	1er janvier 2001	Richland MineralsInc.	3 000 000 \$
2406	1er janvier 2002	Canadian Superior Energy Inc.	41 000 000 \$
2407	1er janvier 2002	BEPCo. Canada Company	7 000 000 \$
2408	1er janvier 2002	EnCana Corporation	11 000 000 \$
2409	1er janvier 2002	Canadian Superior Energy Inc.	16 000 000 \$
2410	1er janvier 2002	Marathon Canada Limited	177 000 000 \$
2411	1er janvier 2002	Marathon Canada Limited	194 000 000 \$
2412	1er janvier 2002	Richland MineralsInc.	4 000 000 \$
2413	1er janvier 2002	Richland MineralsInc.	3 000 000 \$
2414	1er janvier 2002	EnCana Corporation	76 000 000 \$
2415	1er janvier 2004	Canadian Superior Energy Inc.	13 000 000 \$
2416	1er janvier 2004	Canadian Superior Energy Inc.	1 250 000 \$

1 153 000 000 \$

Attestation de découverte importante

Une attestation de découverte importante (ADI) est une participation intermédiaire visant à maintenir les droits d'un prospecteur entre la découverte initiale et la production éventuelle. Le mandat de ces attestations est de durée indéfinie. Il y a actuellement 33 ADI en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse, couvrant une superficie de 83 028 hectares. Aucune nouvelle ADI n'a été émise pendant la période de rapport, mais l'ADI 2255A a été réduite quand 11 sections ont été converties au permis de production 2908.

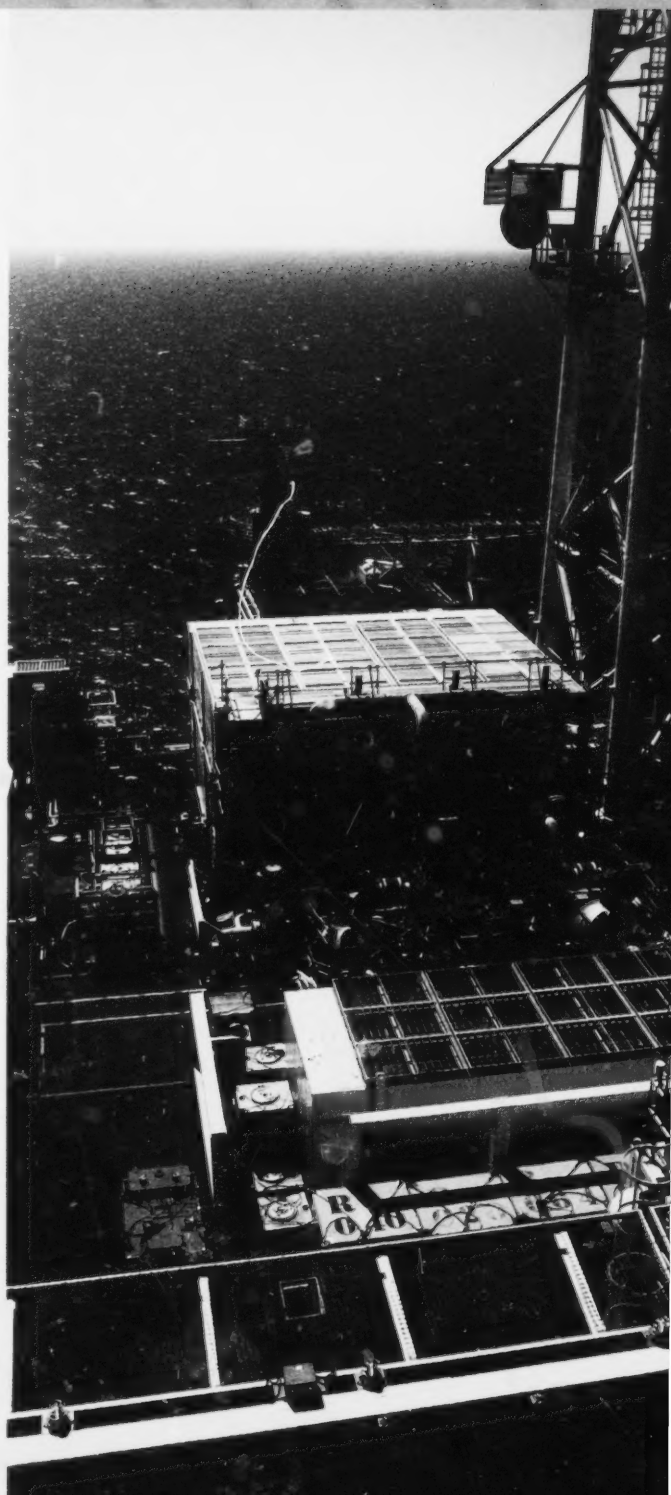
Déclaration de découverte exploitable

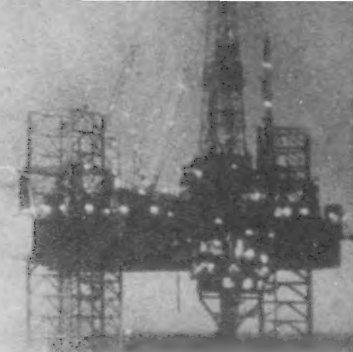
ExxonMobil Canada Properties a demandé une déclaration de découverte exploitable en décembre 2003. L'Office a étudié cette demande à la lumière des Lignes directrices communes sur les déclarations de découverte importante et de découverte exploitable, et modifications de mai 2003. Une découverte exploitable est une « découverte de réserves d'hydrocarbures suffisantes pour justifier les investissements et les travaux nécessaires à leur mise en production ». Une déclaration de découverte exploitable est requise avant toute demande de permis de production.

Le 6 juillet 2004, l'Office a émis une déclaration de découverte exploitable appelée « South Venture ». Cette zone couvre des sections relevant d'un permis de production et de trois attestations de découverte importante.

Permis de production

Huit permis de production sont en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse, couvrant une superficie totale de 33 858 hectares. On émet un permis de production pour toute partie de la zone extracôtière liée à une découverte exploitable. Ces permis sont d'une durée de 25 ans, mais peuvent être prorogés si la production commerciale se poursuit ou devrait reprendre.





L'Office a émis un nouveau permis de production au cours de cet exercice financier. Le 25 novembre 2004, le permis 2908 a été émis pour le gisement South Venture, le cinquième des six gisements de l'île de Sable. ExxonMobil Canada Ltd. est titulaire des intérêts des cinq permis de production du projet Sable. Les titulaires des permis de production 2903 à 2908 inclusivement sont :

- ExxonMobil Canada Ltd. (50,80 %) (participation) ;
- Shell Canada Ltd. (31,30 %) ;
- Imperial Oil Resources Ltd. (9,00 %) ;
- Pengrowth Corporation (8,40 %) ;
- Mosbacher Operating Ltd. (0,50 %).

Les deux autres permis de production, les permis 2901 et 2902, ont été émis pour le projet Cohasset-Panuke, la production ayant pris fin en 1999.

Permis d'exploration

Deux blocs de permis d'exploration ont été émis pour les parties sud-est et nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ils ont été émis en vertu d'une loi qui a été remplacée depuis. Les permis pour la zone au sud-ouest du banc Georges sont sujets à un moratoire jusqu'au 31 décembre 2012.

Au nord-est, la zone visée se trouve à côté la frontière entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve et Labrador et la zone de juridiction française au sud des îles de Saint-Pierre et Miquelon. Avant que des activités de forage puissent être réalisées dans ces zones, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. En vertu des lois régissant l'Accord, l'Office et les titulaires d'intérêts doivent négocier de nouvelles conditions pour les prochains permis. Ces négociations se sont poursuivies au cours de l'année financière.

3.3 Archive de données, laboratoires et centre de stockage des échantillons

Le mandat de l'Office prévoit la collecte et la conservation de données. Les archives, les laboratoires et l'entrepôt des échantillons remplissent ces fonctions ; ce sont des installations publiques qui fournissent des services et des renseignements d'ordre géologique et géophysique sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Au cours de la période de rapport, l'Office a apporté de légères modifications

aux installations afin de les rendre plus efficaces. L'historique des puits, les rapports géologiques et géophysiques et les rapports sur les sondages y sont archivés. Tous les échantillons souterrains recueillis au moment des forages d'exploration et de développement dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse y sont aussi conservés.

La majeure partie des données sont confidentielles pendant une période stipulée dans les lois régissant l'Accord, soit deux ans après la fin de l'utilisation du puits dans le cas des puits d'exploration, et 60 jours dans le cas des puits de développement. Une fois cette période écoulée, l'information peut être rendue publique. Ce sont surtout l'industrie, les entreprises de forage et de services, et les organisations scientifiques ou gouvernementales qui utilisent cette information.

Au cours de la période visée par ce rapport, l'industrie, ce qui comprend des sociétés nationales, internationales et locales, a utilisé cette information dans une proportion de 39 %, alors que les entreprises de forage ou de services l'ont utilisée dans une proportion de 29 %, et les organisations universitaires et gouvernementales, dans une proportion de 32 %.

Les données sur les puits suivants ont été rendues publiques pendant la période de rapport :

- Onondaga B-84
- Annapolis B-24
- Newburn H-23
- Annapolis G-24
- Marquis L-35
- Marquis L-35A
- Torbrook C-15



Santé, sécurité et OPÉRATIONS

« Les lois régissant l'Accord obligent les exploitants à signaler à l'Office les incidents liés à la santé et à la sécurité survenant en zone extracôtière. »

4.0 Santé, sécurité et opérations

4.1 Santé et sécurité

L'Office poursuit sa collaboration avec les gouvernements fédéral et provincial afin de mettre la touche finale aux modifications aux lois de mise en œuvre de l'Accord en matière de santé et de sécurité au travail. Alors que ce processus progresse, les exigences de l'Office en matière de santé et de sécurité au travail (SST) restent en place afin de protéger les travailleurs du pétrole en zone extracôtière et de fournir des directives aux exploitants. Les exigences de SST de l'Office s'appliquent à toutes les activités autorisées par l'Office.

Rapports d'incident

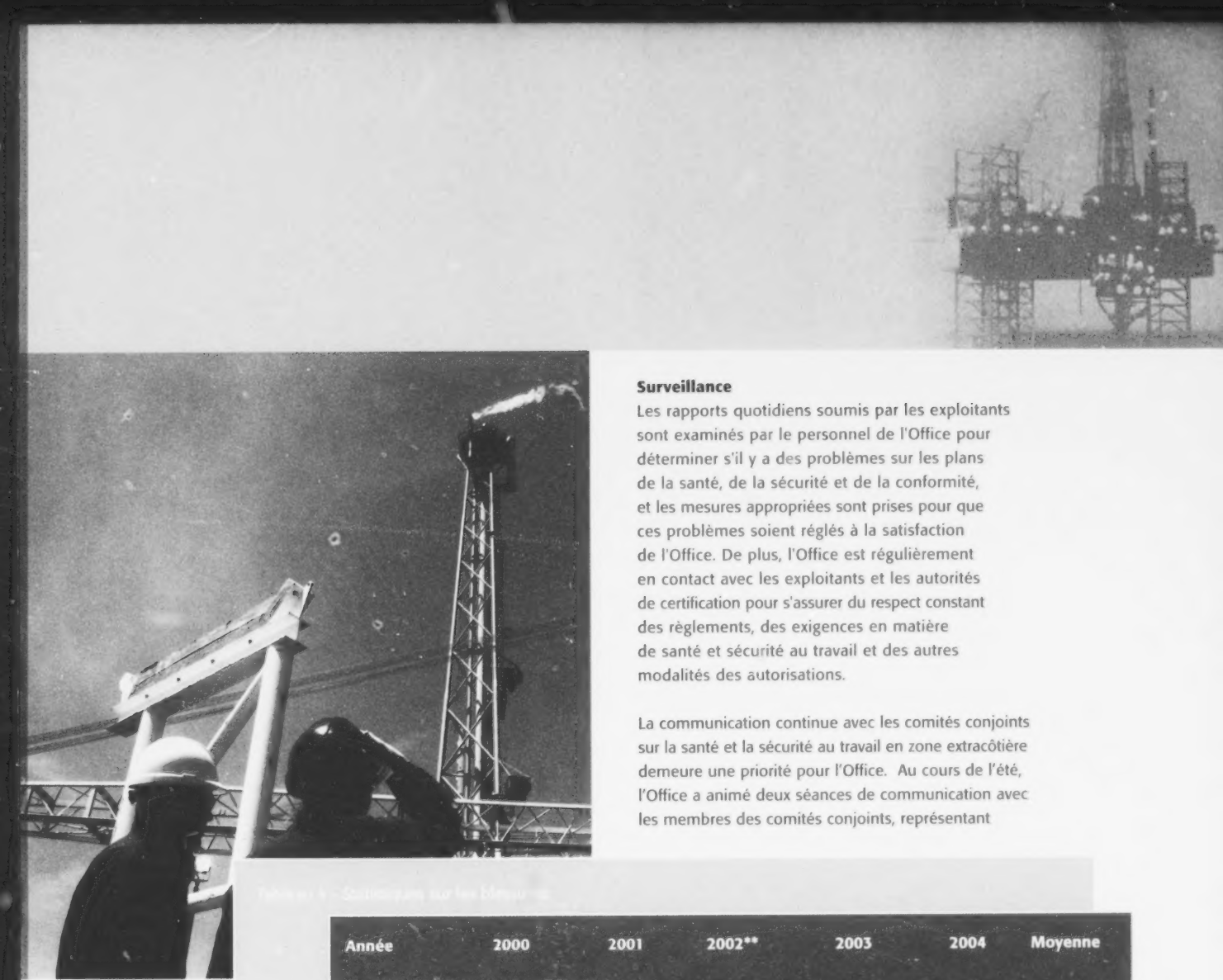
Selon les règlements relatifs aux lois régissant l'Accord, les exploitants doivent signaler à l'Office les incidents liés à la santé et à la sécurité survenant en zone extracôtière. Selon les critères établis, certains incidents doivent être signalés immédiatement, alors que d'autres peuvent attendre au prochain jour

a fait enquête sur 25 incidents. Dans tous les cas, l'Office s'est assuré que des mesures étaient prises pour déterminer la cause de l'incident et améliorer les systèmes afin d'éviter que de tels incidents se reproduisent.

Les exploitants doivent fournir un sommaire annuel de tous les incidents de santé et de sécurité survenus en zone extracôtière. L'Office étudie cette information, de même que l'information d'autres sources indépendantes, afin de déterminer les tendances et les points communs possibles, de façon à cibler les domaines où des améliorations doivent être apportées.

Statistiques sur les blessures

Au cours de l'année civile 2004, 1 692 290 heures-personnes ont été travaillées sous l'autorité de l'Office dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Au cours de cette période, neuf blessures invalidantes ont été signalées. Selon ces chiffres, la fréquence des blessures invalidantes dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse en 2004 était de 1,06 par



Surveillance

Les rapports quotidiens soumis par les exploitants sont examinés par le personnel de l'Office pour déterminer s'il y a des problèmes sur les plans de la santé, de la sécurité et de la conformité, et les mesures appropriées sont prises pour que ces problèmes soient réglés à la satisfaction de l'Office. De plus, l'Office est régulièrement en contact avec les exploitants et les autorités de certification pour s'assurer du respect constant des règlements, des exigences en matière de santé et sécurité au travail et des autres modalités des autorisations.

La communication continue avec les comités conjoints sur la santé et la sécurité au travail en zone extracôtière demeure une priorité pour l'Office. Au cours de l'été, l'Office a animé deux séances de communication avec les membres des comités conjoints, représentant

Tableau 4 - Continuum sur les blessures

Année	2000	2001	2002**	2003	2004	Moyenne
Nombre de blessures invalidantes*						
Installations	7	3	8	3	5	5,2
Bâtiments	15	1	7	5	3	6,2
Aviation	s.o.	0	0	0	0	0
Total	22	4	15	8	8	11,4
Heures-personnes						
Installations	1 249 348	899 244	1 253 779	899 260	839 526	1 028 231
Bâtiments	942 713	720 312	868 105	960 609	785 857	885 519
Aviation	s.o.	82 660	94 413	57 004	66 907	75 246
Total	2 192 061	1 702 216	2 216 297	1 916 873	1 692 290	1 943 947
Fréquence (par tranche de 200 000 heures-personnes)						
Installations	1,12	0,61	1,28	0,67	1,19	0,99
Bâtiments	3,18	0,28	1,67	1,04	0,76	1,37
Aviation	s.o.	0	0	0	0	0
Total	2,01	0,47	1,35	0,84	0,95	1,12

* Le terme « blessure invalidante » désigne toute blessure au travail ou maladie professionnelle qui :

(a) empêche l'employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le ou les jours suivant celui où il a subi la blessure ou la maladie, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui ; (b) entraîne la perte totale ou partielle d'un membre de l'employé, ou la perte complète de son utilité ou (c) entraîne l'incapacité permanente d'une fonction corporelle.

** Modifié par rapport au Rapport annuel de 2002 en fonction de nouvelles informations.



diverses installations, afin de fournir de l'information sur le cadre législatif de l'Office et la façon dont il influence la réglementation sur la SST en mer, et d'étudier les modifications proposées aux lois régissant l'Accord en matière de SST. Des représentants de Transports Canada, Aviation civile ; de Transports Canada, Sécurité maritime ; et du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse ont aussi participé à ces séances afin d'expliquer leur rôle respectif dans le cadre de la santé et de la sécurité extracôtières et de répondre aux questions. Ces séances de communication prévoient du temps pour la rétroaction, les représentants des comités faisant part de leurs préoccupations, qui ont été prises en note par l'Office à des fins de suivi.

L'Office reçoit également des copies des comptes rendus des réunions des comités conjoints sur la santé et la sécurité au travail en zone extracôtière. L'Office examine de près ces comptes rendus pour s'assurer que les questions soulevées relativement à la santé et à la sécurité sont traitées adéquatement. Le personnel de l'Office est en contact avec les membres de ces comités pour leur donner de l'information et les aider à régler les problèmes éventuels.

Dans le but d'assurer que des normes élevées sont maintenues en matière de santé et de sécurité, l'Office procède régulièrement à des vérifications et des inspections de la conformité. Cette dernière année, l'Office a visité plus de 22 bâtiments et installations. Ces inspections comprennent les inspections auxquelles l'Office procède avant d'autoriser le début d'opérations extracôtières ainsi que les vérifications et les inspections des sites de travail en zone extracôtière pendant les opérations. Les inspections ont permis de déterminer qu'un certain nombre de mesures correctives s'imposaient et il a été demandé aux exploitants

de les appliquer volontairement ; l'Office a par la suite fait un suivi pour s'assurer qu'elles avaient été prises.

Forum international des organismes de réglementation

L'Office participe toujours au Forum international des organismes de réglementation, qui permet aux responsables de la réglementation de huit pays réalisant des activités d'exploitation pétrolière et gazière extracôtières d'échanger de l'information sur les points suivants :

- tendances en matière de santé et de sécurité extracôtières ;
- performance de l'industrie en matière de santé et de sécurité ;
- leçons tirées des incidents ;
- meilleures pratiques de l'industrie ;
- pratiques de réglementation ; et
- efficacité des activités de réglementation.

Le personnel de l'Office a aidé à organiser le tout premier Forum international des organismes de réglementation sur la santé et la sécurité extracôtières, qui a eu lieu pendant trois jours, en mars 2005, à Londres. Des responsables de la réglementation sur la santé et la sécurité extracôtières, des responsables gouvernementaux et des représentants de l'industrie se sont alors réunis afin de déterminer les mesures pouvant être prises pour améliorer la sécurité extracôtière et de discuter de questions liées à la réglementation et à la sécurité internationale.

L'information ainsi recueillie permet de définir les enjeux mondiaux en matière de santé et de sécurité devant être pris en compte dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, de connaître les pratiques de réglementation utilisées à l'étranger et de mettre ces connaissances à profit dans le cadre des initiatives gouvernementales sur le régime de réglementation en place au Canada.

4.2 Sécurité en zone extracôtière

L'Office appuie toujours l'amélioration des mesures de sécurité extracôtière dans le cadre du Programme national de fiabilité des infrastructures essentielles du gouvernement du Canada. Sous le leadership de la Division de la protection des infrastructures énergétiques de Ressources naturelles Canada, l'Office



participe au Forum des organismes de réglementation, qui permet de partager de l'information et de concevoir des stratégies afin d'assurer la protection des infrastructures énergétiques critiques.

L'Office a collaboré étroitement avec Transports Canada en 2004. Transports Canada a élaboré et émis

un Règlement sur la sûreté du transport maritime en vertu de la Loi sur la sûreté du transport maritime. L'Office s'est efforcé de minimiser les chevauchements et le double emploi dans le cadre de la réglementation sur la sécurité de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière.

Tableau 6 : Résumé des activités

Activités	Nombre de demandes autorisées		
	2004/05	2003/04	2002/03
Forage			
Programmes de forage autorisés	3 ^a	4	3
Permission de forer un puits	4	7	8 ^b
Études géophysiques, géotechniques et géochimiques			
Sismiques	2	7 ^{a,d}	3
Études du fond marin, études benthiques, évaluations	2	1	6 ^c
Études du tracé de pipelines	0	0	2
Installations			
Demande de modification d'un puits	12	9	5
Demande d'autorisation :			
• pipeline du gisement Alma au gisement Thebaud	0	0	1
• treillis au gisement Alma	0 ^a	1	0
• hauts de plates-formes au gisement Alma	0	1	0
• brides de raccordement du pipeline sous-marin	0	1	0
• raccordement et mise en service de la plate-forme Alma	0	1	0
• pipeline / raccordement au gisement South Venture	1	0	0
• treillis au gisement South Venture	1	0	0
• hauts de plates-formes au gisement South Venture	1	0	0
• raccordement et mise en service de la plate-forme S.V.	1	0	0
Plongée			
Programmes de plongée autorisés	1	1	1
Production			
Autorisation de production (PEES) :			
ajout du gisement South Venture	1	0	0
ajout du gisement Alma	0	1	0
Totals	29	34	29
Notes :			
a. Plan de mise en valeur en 2002.			
b. Sept puits et puits de déviation.			
c. Les travaux liés à un des programmes sismiques autorisés n'ont pas été faits.			
d. Les travaux liés à deux programmes sismiques ont été suspendus et terminés en 2004.			
e. Autorisation de travail accordée en 2001.			

4.3 Activités extracôtières

Toutes les activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse doivent être autorisées au préalable par l'Office. Chaque demande d'autorisation de travaux doit prévoir un plan faisant état des mesures de sécurité, une évaluation environnementale, un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse, une preuve de la responsabilité financière, les renseignements nécessaires sur le forage et l'évaluation des puits et, dans les cas applicables, un certificat de conformité. Le groupe de la santé, de la sécurité et des opérations coordonne l'examen de tous les documents soumis avec chaque demande.

Le tableau 6 présente un sommaire des activités autorisées par l'Office pour la période visée par le rapport et donne, à des fins de comparaison, les chiffres des deux exercices précédents, 2002 et 2003.

4.4 Initiatives et conseils

Le personnel de l'Office collabore étroitement avec des groupes industriels afin d'élaborer des documents d'orientation sur certaines questions liées à la santé et à la sécurité dont la réglementation ne traite pas de façon appropriée. Trois de ces initiatives, dirigées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), auxquelles l'Office participe sont les suivantes :

Exploitation pétrolière extracôtière au Canada – Pratiques de levage sécuritaires

Un comité a été formé afin d'élaborer des directives sur les pratiques de levage sécuritaires dans le cadre de l'exploitation pétrolière extracôtière canadienne.

Ces directives ont les objectifs suivants :

- définir les meilleures pratiques de l'industrie en ce qui a trait aux normes, aux spécifications, à l'entretien et à l'utilisation des grues et du matériel de levage ;
- uniformiser les directives sur le levage sécuritaire sur toute la côte Est du Canada.

Des sections de ces directives ont été préparées par l'Office et seront étudiées par le comité. Le calendrier de la première révision de ces directives est en cours d'élaboration.

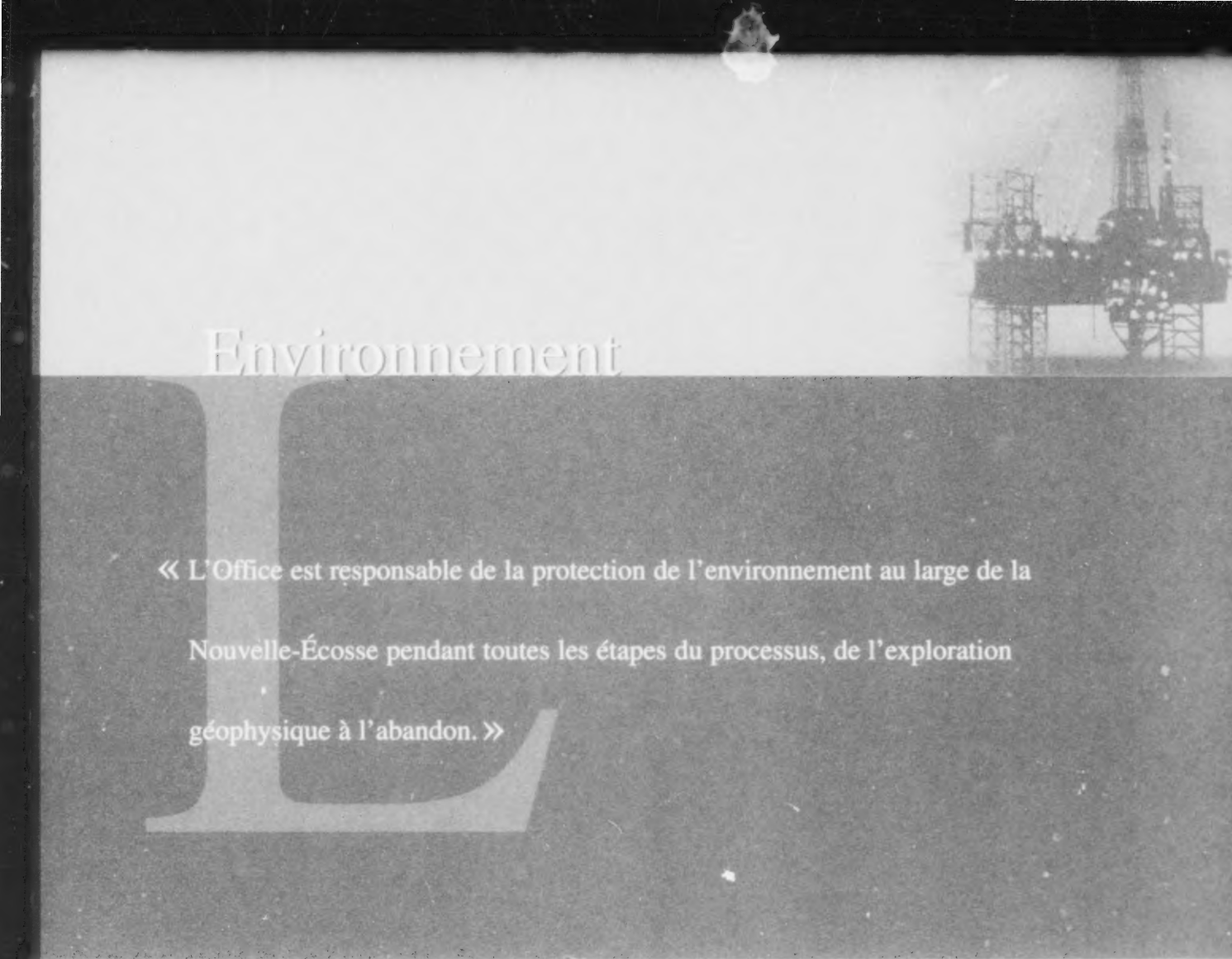
Industrie pétrolière extracôtière de la côte Est – Guide sur l'évacuation et le sauvetage maritimes

La CAPP a préparé et distribué une version provisoire de ce guide, et les intervenants devraient faire des commentaires. Ce guide vise à aider les exploitants à assumer leurs responsabilités en ce qui a trait à l'évacuation et au sauvetage en mer en précisant les principaux objectifs de l'intervention d'urgence. Pour s'assurer de respecter les exigences de ce guide, les exploitants doivent établir des normes de rendement du matériel, des procédures, des systèmes et des autres éléments des installations extracôtières afin d'atteindre les objectifs fixés, et démontrer à l'Office que ces normes permettront de réduire les risques au minimum.

Appareils respiratoires de secours sous l'eau à bord des hélicoptères

Le comité responsable de cette question continue à étudier des options permettant de fournir un système respiratoire d'urgence aux personnes utilisant des hélicoptères pour se rendre sur les installations extracôtières. Ce système assure une alimentation en oxygène si jamais un hélicoptère tombe dans l'eau et ses passagers sont immergés. Le comité étudie actuellement la meilleure façon d'utiliser cette technologie, et examine des questions comme la formation et l'hygiène personnelle.





Environnement

« L'Office est responsable de la protection de l'environnement au large de la Nouvelle-Écosse pendant toutes les étapes du processus, de l'exploration géophysique à l'abandon. »

5.0 Environnement

L'Office est responsable de la protection de l'environnement au large de la Nouvelle-Écosse pendant toutes les étapes du processus, de l'exploration géophysique à l'abandon. L'Office est une autorité fédérale en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale et, à ce titre, respecte le processus d'évaluation environnementale prévu par la Loi. Toutes les évaluations environnementales faites par l'Office doivent respecter la Loi sur les espèces en péril (LEP) afin de protéger les espèces visées qui pourraient être touchées par les activités extracôtières. Il existe des protocoles d'entente avec Pêches et Océans Canada (MPO) et Environnement Canada (EC). L'Office participe à diverses initiatives environnementales, notamment le Programme de gestion intégrée de l'Est du plateau néo-écossais (ESSIM), administré par le MPO.

5.1 Évaluations environnementales

Depuis juillet 2003, toutes les activités pétrolières et gazières extracôtières sont sujettes à des évaluations environnementales en vertu de la LCPE. Cela comprend des programmes de développement et l'exploration géophysique. Il existe trois niveaux d'évaluations environnementales selon la LCPE : les évaluations préliminaires, les études approfondies et les examens par une commission. La plupart des évaluations environnementales faites par l'Office l'année dernière étaient des évaluations préliminaires. Il s'agissait entre autres du démantèlement du projet Cohasset (Phase II) par EnCana, du sondage à l'emplacement d'un puits à Huckleberry (PE 2389) par EnCana, du sondage à l'emplacement d'un puits par Canadian Superior à Mariner Block (PE 2409), des levés de profil sismique vertical d'Exxon Mobil à Cree (PE 2361), des levés sismiques 2D de Conoco-Phillips dans le sous-bassin

laurentien, et des levés sismiques 2D/3D d'ExxonMobil et de GSI à Blueberry (PE 2389). Il importe de noter que bien que ces projets aient fait l'objet d'une évaluation environnementale, tous les exploitants n'ont pas réalisé les activités proposées.

Projet Cohasset Phase II – Démantèlement

Un rapport d'évaluation environnementale préliminaire a été préparé conjointement par l'OCNEHE, le MPO et EC en tant qu'autorités responsables en vertu de la LCEE dans le cadre du démantèlement du projet Cohasset Phase II. Ce rapport repose sur les résultats de l'évaluation environnementale du promoteur du projet et de l'examen connexe, de même que sur les demandes d'information, les conseils de spécialistes et les commentaires du grand public. L'évaluation préliminaire visait à déterminer les conséquences environnementales possibles des options de retrait partiel et total envisagées. Comme l'exige la LCEE, l'évaluation visait principalement à déterminer si les activités de démantèlement pourraient avoir de graves conséquences environnementales. Cette évaluation était requise afin d'aider l'Office à prendre une décision sur la proposition d'EnCana de modifier le plan de mise en valeur. Les autorités responsables ont étudié les conséquences environnementales du projet et déterminé que, compte tenu des mesures d'atténuation précisées dans le rapport et des mesures promises par EnCana dans son évaluation environnementale et les documents connexes, le projet (y compris le retrait) ne devrait pas avoir de graves conséquences environnementales.

Étude approfondie de BEPCo

En vertu de la LCEE, une étude approfondie est actuellement en cours sur les activités de forage d'exploration (PE 2407) réalisées par la BEPCo Canada Company. Ce projet prévoit le forage d'un à trois puits entre 2005 et 2007 et d'un à trois puits d'appréciation entre 2008 et 2009. Il faut normalement de 50 à 100 jours pour forer chaque puits. Si on trouve des hydrocarbures, on peut faire des essais pour déterminer le potentiel de mise en valeur. Souvent, on fore des puits de délimitation ad' onnels pour déterminer le potentiel d'un gisement en tant que puits. L'Agence canadienne d'évaluation environnementale est le responsable fédéral de la coordination de l'évaluation environnementale, comme le stipule la LCEE.

La prise en compte des commentaires du grand public est prévue dans le cadre du processus d'examen de la LCEE. Un registre public affiché sur Internet et établi par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale fait le suivi de toutes les évaluations environnementales visées par la LCEE. Toutes les évaluations environnementales entreprises par l'Office dans le cadre du processus d'examen de la LCEE sont affichées sur ce site. De plus, l'Office affiche les descriptions de projet, les évaluations environnementales et la correspondance connexe sur son propre site public, au <http://www.cnsopb.ns.ca/environment/registry.html> (en anglais seulement). Le grand public peut faire le suivi d'une activité proposée, de la description du projet à l'évaluation environnementale, consulter des documents et faire des commentaires à l'Office.

Tableau 7 – Évaluations environnementales

Activités	2004-2005	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Sismiques	2	13	7	8
Autres activités géophysiques ou géotechniques	3	4	4	7
Programmes de forage	1	10	8	2
Évaluations environnementales stratégiques	0	1	2	1
Autres	1	1	0	0
Total	7	29	21	18



Comité consultatif des pêches (CCP)

Le Comité consultatif des pêches de l'Office est formé de représentants de divers groupes du secteur des pêches, du MPO, du ministère de l'Agriculture et des Pêches de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada et du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse. Les membres du Comité donnent des conseils et font des suggestions dont l'Office tient compte dans le cadre des autorisations de travail, de la réglementation et des directives. Des rencontres ont lieu tous les trimestres, et des notes d'information sont distribuées, afin de permettre aux membres de discuter des projets prévus et d'autres activités pétrolières. Les membres du Comité sont informés de toutes les évaluations environnementales et invités à faire des commentaires à l'Office, qui en tient compte dans le cadre du processus d'examen.

5.3 Surveillance des effets environnementaux (SEE)

Au cours du deuxième trimestre de 2003, Marathon Oil Canada, EnCana Corporation et le Centre de recherche environnementale sur le pétrole et le gaz extracôtiers (CREPGE), qui relève du MPO, ont conçu un programme de SEE afin de déterminer les effets possibles des essais sismiques sur les mammifères marins, en particulier la baleine à bec commune. L'étude a révélé ce qui suit :

- il y a moins de baleines à fanons et de grandes baleines à dents quand des activités sismiques sont réalisées ;
- il y a plus de dauphins quand des activités sismiques sont réalisées ;
- les activités sismiques n'influencent pas la distance entre les navires et les baleines ;
- en moyenne, les dauphins sont plus éloignés des navires de 130 mètres quand des activités sismiques sont réalisées ; et
- en moyenne, les grandes baleines à dents sont plus éloignées des navires de 600 mètres quand des activités sismiques sont réalisées.

Le programme de surveillance permet de recueillir des données sur tous les mammifères marins (et sur les oiseaux et les tortues de mer) du Talus Scotian.

Toujours en 2003, un programme de recherche dirigé par le MPO a été réalisé conjointement avec un programme sismique de Corridor Resources Inc., au large du Cap Breton. Cette étude avait pour but de déterminer l'impact potentiel de l'énergie sismique sur la biologie reproductrice des crabes des neiges de sexe féminin. C'était la première expérience de la sorte, visant à évaluer l'impact potentiel des activités sismiques sur le crabe des neiges.

Trois observations définitives ont été faites : les activités sismiques ne causent pas une mortalité grave ou à moyen terme chez le crabe des neiges, et le groupe testé en laboratoire n'a pas changé ses habitudes alimentaires ; la survie et le déplacement des embryons après l'éclosion ne sont pas influencés par les activités sismiques ; les branchies, les antennes antérieures et les statocystes (organes de l'équilibre) étaient souillés chez le groupe de laboratoire, mais libres de sédiments cinq mois plus tard. Cependant, on a noté plusieurs différences entre les groupes de laboratoire et de contrôle : l'hépatopancréas (organe similaire au foie) était endommagé chez les animaux de laboratoire, mais pas chez les animaux de contrôle ; les ovaires des animaux de laboratoire avaient subi d'autres dommages ; un groupe de laboratoire avait des larves plus petites en raison d'un retard moyen de l'éclosion de cinq jours ; et le taux de renouvellement était différent entre les groupes de laboratoire et de contrôle. On ignore si ces différences sont dues aux activités sismiques ou à d'autres variations. On fait actuellement des recherches et des analyses plus approfondies afin de répondre à ces questions.

5.4 Surveillance de la conformité

Tous les exploitants doivent respecter ou excéder des règlements, des lignes directrices ou des conditions quand des travaux sont autorisés. L'Office surveille les opérations pour s'assurer que les exploitants respectent les règlements, les directives ou les conditions, de même que toutes les lois applicables. Les exploitants soumettent des rapports mensuels et annuels sur les rejets et ces rapports sont comparés aux prévisions, aux engagements et aux conditions. Cette année, l'Office a fait une vérification, en collaboration avec Environnement Canada.

5.5 Évaluations environnementales stratégiques

Une évaluation environnementale stratégique est une approche générale permettant d'étudier les conséquences environnementales d'une politique, d'un programme ou d'un plan proposé. Ces évaluations permettent de tenir compte des aspects environnementaux aux premières étapes de la planification. Généralement, les évaluations environnementales stratégiques prévoient une évaluation environnementale plus vaste, tenant compte du milieu écologique dans son ensemble, et non pas une évaluation propre au projet, axée sur des points propres à un site délimité.

En 2005, les gouvernements ont informé l'Office qu'une évaluation environnementale stratégique devait être faite dans les zones prometteuses où aucune évaluation environnementale de grande portée n'a été faite. L'Office a fait une évaluation stratégique sur le banc de Misaine. Les résultats aideront les organismes de réglementation et les exploitants à mieux comprendre les conditions environnementales et la composition des espèces dans cette zone, à identifier l'information manquante, à mettre les préoccupations en lumière et à faire des recommandations sur l'atténuation et la planification.

5.6 Lignes directrices

L'Office utilise les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (LDTDE) et les lignes directrices sur l'environnement physique (LDEP) pour réglementer l'industrie pétrolière et gazière. Ces lignes directrices ont été élaborées conjointement par l'Office, l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE) et l'Office national de l'énergie (ONE). Les autres lignes directrices applicables sont entre autres les lignes directrices sur la sélection des produits chimiques et les lignes directrices compensatoires sur les dommages liés aux activités pétrolières extracôtiers.

Les LDTDE établissent les limites sur les rejets en haute mer, ce qui comprend le traitement et l'élimination des déchets. Les lignes directrices sur la sélection des produits chimiques visent à offrir un cadre cohérent pour la sélection des produits chimiques, afin d'assurer la gestion responsable sur le plan environnemental des produits chimiques utilisés pour les activités de forage et de production.

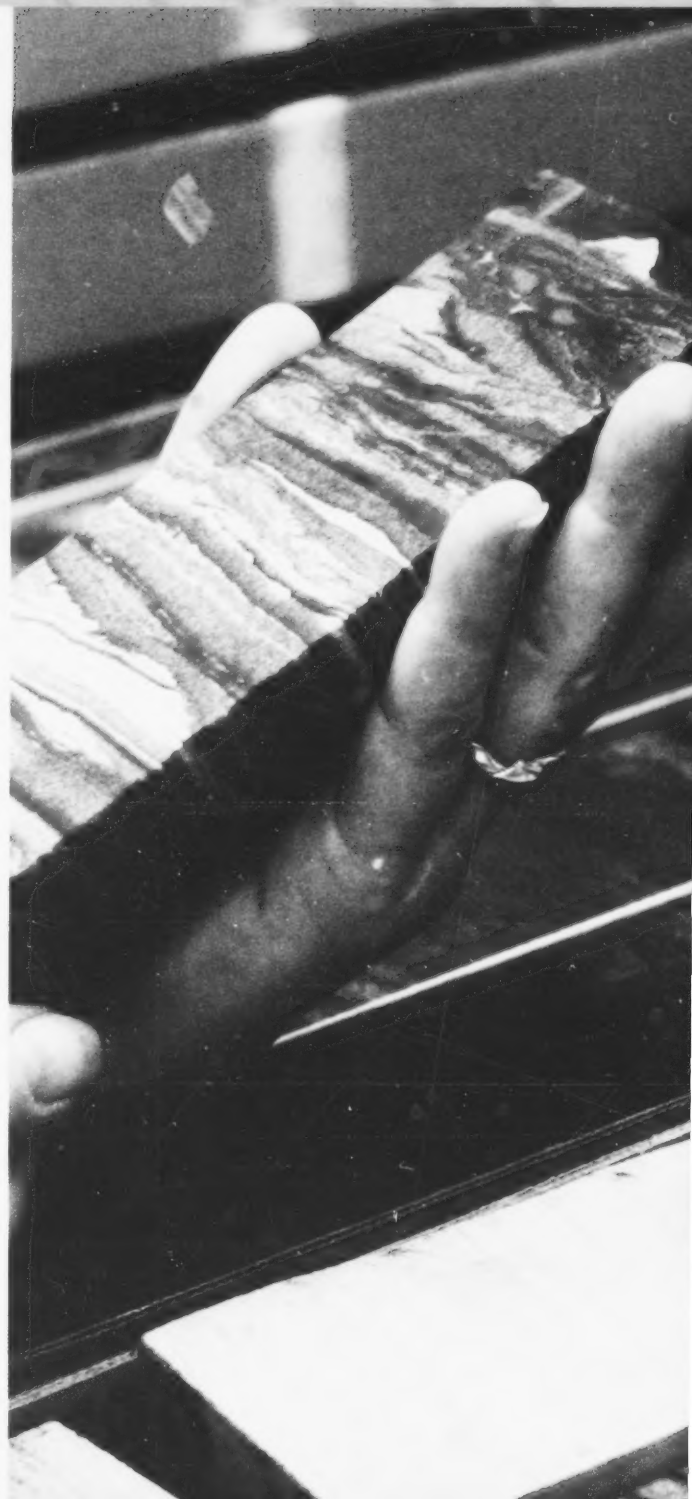


Tableau 4 – Déversements et rejets

Produit	Moins de 1 l	1-10 l	11-150 l	Plus de 150 l
Condensat	1	0	0	0
Boues synthétiques	0	0	0	1
Huile légère	3	0	1	1
Produits chimiques	0	0	0	0
Total	4	0	1	2

Les LDEP précisent les exigences sur l'observation, la prévision et le rapport des conditions environnementales pendant les activités de forage et de production. Il existe des programmes de surveillance de l'environnement assurant que des données océanographiques, sur les conditions météorologiques et sur les glaces appropriées sont recueillies pendant l'exploration ou la production, à des fins de sécurité, de prudence et d'intervention d'urgence. Une version révisée des LDPE a été émise pour commentaires au début 2004. De nouvelles lignes directrices devraient être publiées en 2005.

Les lignes directrices sur les dommages liés aux activités pétrolières extracôtières précisent les diverses sources d'indemnisation offertes en cas de réclamation pour des pertes ou des dommages liés aux activités pétrolières réalisées au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et Labrador, et décrivent les responsabilités administratives et réglementaires des Offices en ce qui a trait au versement d'indemnités pour les pertes ou les dommages directement attribuables aux exploitants extracôtiers. Ces lignes directrices sont utilisées conjointement par l'OCTLHE et l'OCTHE.

5.7 Fonds pour l'étude de l'environnement

L'Office est membre du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), formé de représentants des gouvernements, des organismes de réglementation, de l'industrie et du grand public. Le conseil de gestion étudie les demandes et alloue des fonds à des projets sur diverses questions environnementales relatives à

l'exploration pétrolière et gazière extracôtière. Par exemple, l'étude des effets des activités sismiques sur le crabe des neiges a été financée par le FEE.

5.8 Déversements et rejets

Les déversements et les rejets doivent être signalés à l'Office dans les 24 heures. De plus, l'Office étudie les déversements afin d'identifier toute tendance. Les préoccupations environnementales sont entre autres l'impact potentiel des produits pétroliers de surface sur les oiseaux marins, et l'impact des déversements sur l'habitat marin. Le tableau ci-dessus dresse la liste des déversements survenus en 2004-2005. En plus des occurrences précisées dans le tableau, deux rejets de gaz ont eu lieu, mais aucune matière n'a pénétré dans l'environnement marin. De plus, on a signalé la présence de pétrole dans l'océan, près d'une plate-forme, mais on pense qu'il provenait d'une autre source.

L'Office, conjointement avec Environnement Canada, fait enquête sur deux déversements qui ont eu lieu cette année lors d'activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse. En août 2004, environ quatre mètres cubes de diesel ont été déversés dans l'océan par la plate-forme North Triumph. Ce déversement était dû à une fissure du filtre à carburant de la génératrice principale. Quatre nappes ont été repérées, dont une près de l'île de Sable. Du personnel de l'Office, d'Environnement Canada et du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse s'est rendu à l'île de Sable pour faire une évaluation

de la plage. Rien n'indiquait que le combustible avait atteint l'île ou touché la faune. Un vol de surveillance de Transports Canada n'a repéré aucune nappe. On croit que le diesel s'est dispersé et évaporé naturellement.

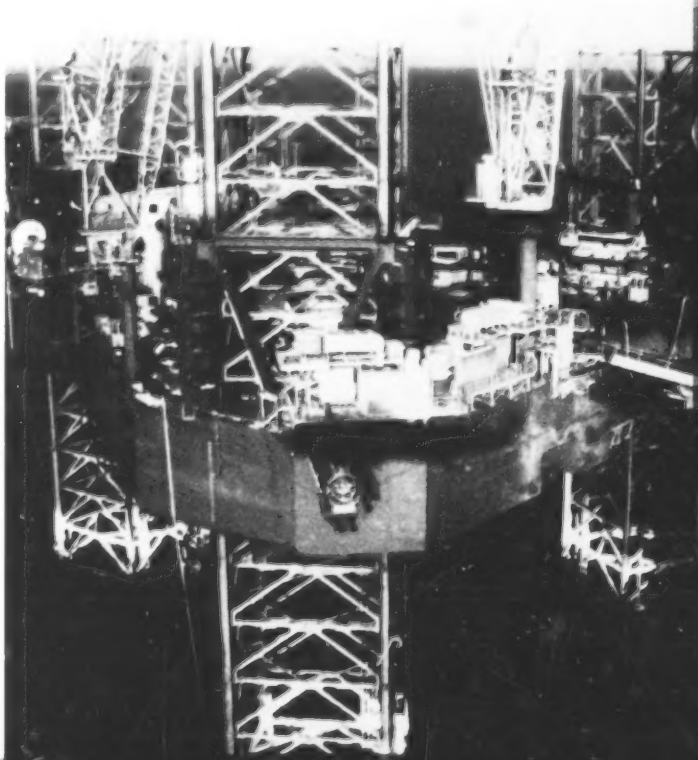
Toujours en août 2004, il y a eu un rejet de 354 mètres cubes de boue synthétique, à environ 2 067 mètres sous la surface, sur le fond marin, près de la tête du puits d'exploration Crimson. Ce puits se trouve à quelque 60 km au sud de l'île de Sable. On croit que ce rejet est dû à une déficience matérielle sur le fond marin pendant et après l'abandon du puits. Un représentant de l'Office s'est rendu au navire de forage pour faire enquête. La surveillance vidéo indique que la boue s'est dissipée sans atteindre la surface. Dans le cadre des enquêtes, l'Office demande à tous les exploitants de faire un rapport sur la cause des incidents. L'Office présentera les résultats une fois l'enquête terminée.

5.9 Autres initiatives

L'Office participe toujours au programme de gestion intégrée de l'Est du plateau néo-écossais (ESSIM). Ce programme, qui relève du MPO, prévoit une approche de planification et de gestion commune et intégrée de l'utilisation et des intérêts de l'océan sur la côte Est de la Nouvelle-Écosse. L'Office est membre du groupe de travail de l'ESSIM, du sous-groupe de travail sur l'objectif des écosystèmes, et du groupe de travail sur la planification des forums. De plus l'Office travaille avec le MPO et Environnement Canada afin

d'assurer la protection des espèces en péril dans les zones extracôtières où ont lieu des activités pétrolières et gazières. Cela est fait pendant l'évaluation environnementale et l'élaboration de stratégies de rétablissement de certaines espèces.

De plus, l'Office participe à la définition d'un Énoncé des pratiques canadiennes sur les activités sismiques extracôtières. Cet Énoncé a pour but de formaliser et de normaliser les mesures d'atténuation prises au Canada dans le cadre des études sismiques dans l'environnement marin. Il repose sur divers documents scientifiques. Le MPO veut étudier des documents scientifiques sur les effets potentiels des levés sismiques sur l'écosystème marin.





Retombées économiques INDUSTRIELLES

« Les plans de retombées économiques doivent donner aux fabricants, aux conseillers, aux entrepreneurs et aux entreprises de services la possibilité pleine et équitable de participer aux activités, sur une base concurrentielle. »

6.0 Retombées économiques industrielles

En vertu des lois régissant l'Accord, l'Office doit, avant d'approuver un plan de développement ou d'autoriser des activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse, recevoir et approuver un plan de retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse.

6.1 Plans de retombées économiques

Les plans de retombées économiques doivent donner aux fabricants, aux conseillers, aux entrepreneurs et aux entreprises de services la possibilité pleine et équitable de participer aux activités, sur une base concurrentielle. Le plan doit en outre traiter de l'établissement d'un bureau provincial, de la promotion de l'éducation et de la formation, du soutien à la recherche et au développement en Nouvelle-Écosse, et des emplois liés aux activités pour lesquelles le plan est soumis.

Lorsque l'Office et l'exploitant ont discuté et que les gouvernements ont été consultés, le plan peut être approuvé, sous certaines conditions. Ce plan sert de fondements à l'Office pour assurer le respect des principes sur les retombées économiques précisés dans les lois régissant l'Accord.

En 2004, l'Office a approuvé trois nouveaux plans de retombées économiques sous certaines conditions, soit ceux de Marathon Canada Petroleum ULC pour l'exploration, la délimitation et les activités préalables à la mise en valeur ; d'ExxonMobil Canada Properties pour un programme d'exploration et d'évaluation du bassin de l'île de Sable ; et de Canadian Superior Energy Inc. pour un projet au large de la Nouvelle-Écosse. Un plan de retombées économiques sur les levés sismiques de Conoco-Phillips a été approuvé conjointement avec l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

Le personnel de l'Office a aussi revu le plan de retombées économiques du projet Cohasset. L'obligation de l'exploitant de respecter le plan de retombées économiques est précisée dans le rapport décisionnel sur le démantèlement de Cohasset.

6.2 Comité d'examen des retombées

Dans le cadre des consultations entre l'Office et les gouvernements fédéral et provincial, l'Office a formé un Comité d'examen des retombées (CER) en 1995. Il comprend des représentants du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada, et d'autres ministères et organismes fédéraux et provinciaux.

Le CER se réunit plusieurs fois par année. Les activités d'approvisionnement quotidiennes par les exploitants sont partagées avec le CER, par des listes de soumissionnaires et des avis d'attribution.

6.3 Suivi et examen des plans de retombées économiques

Dans le cadre de sa diligence raisonnable en ce qui a trait aux retombées économiques industrielles, l'Office étudie tous les plans de retombées économiques et les rapports connexes, de façon continue.

Au cours de l'année civile 2004, l'Office a examiné 88 listes de soumissionnaires et 123 attributions de contrats. La valeur des contrats attribués est estimée à 425 millions de dollars. De ce montant, 211 millions ont été attribués à des entreprises néo-écossaises, dans le cadre de 56 contrats.

Emploi

L'Office a conclu un protocole d'entente avec Ressources humaines et Développement des compétences Canada (RHDCC) et supervise, conjointement avec le ministère, les travailleurs étrangers engagés par l'industrie pétrolière extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Exploration

Au cours de l'exercice financier 2004, quatre puits d'exploration ont été forés en mer, tous accompagnés d'un plan de retombées économiques approuvé.

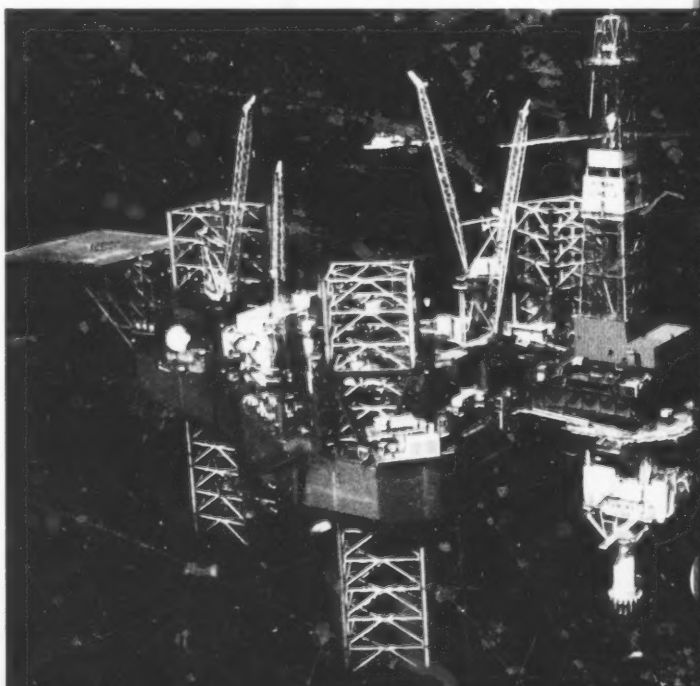
Les principes des plans de retombées économiques doivent être respectés, et des rapports sont soumis à l'Office.

Quatre programmes géophysiques ont été réalisés au cours de l'exercice financier 2004, avec des plans de retombées économiques approuvés.

Recherche et développement

En vertu des lois régissant l'Accord, les exploitants doivent investir dans la promotion de la recherche et du développement (R&D) dans la province. Les rapports sur les retombées économiques soumis à l'Office indiquent que 868 500 \$ ont été alloués à la R&D en 2004.

En juillet 2004, ExxonMobil Canada a soumis un plan de R&D pour la période 2003-2007. Après de longues discussions et de nombreuses modifications, l'Office a approuvé le plan sous certaines conditions. Au moins 3 millions de dollars doivent être alloués à des projets de R&D admissibles approuvés par l'Office, avec un minimum de 300 000 \$ par année civile.



Administration

« L'Office croit qu'il est important de tenir à jour et d'appliquer un processus uniforme dans le cadre de l'administration de ses responsabilités en matière de réglementation. »

7.0 Administration

Le site Web de l'Office, au www.cnsopb.ns.ca, demeure une importante source d'information pour toutes les parties intéressées, et le personnel de l'Office s'efforce de fournir l'information la plus à jour possible. Le site a été revu cette année pour que la navigation soit plus facile.

Ce site Web est très utilisé dans le cadre de la consultation publique prévue par la LCEE. L'année dernière, l'Office a fait des consultations sur l'examen de la réglementation et des conditions environnementales dans le cadre du projet Cohasset, par EnCana. Le site Web encourage un processus ouvert et transparent.

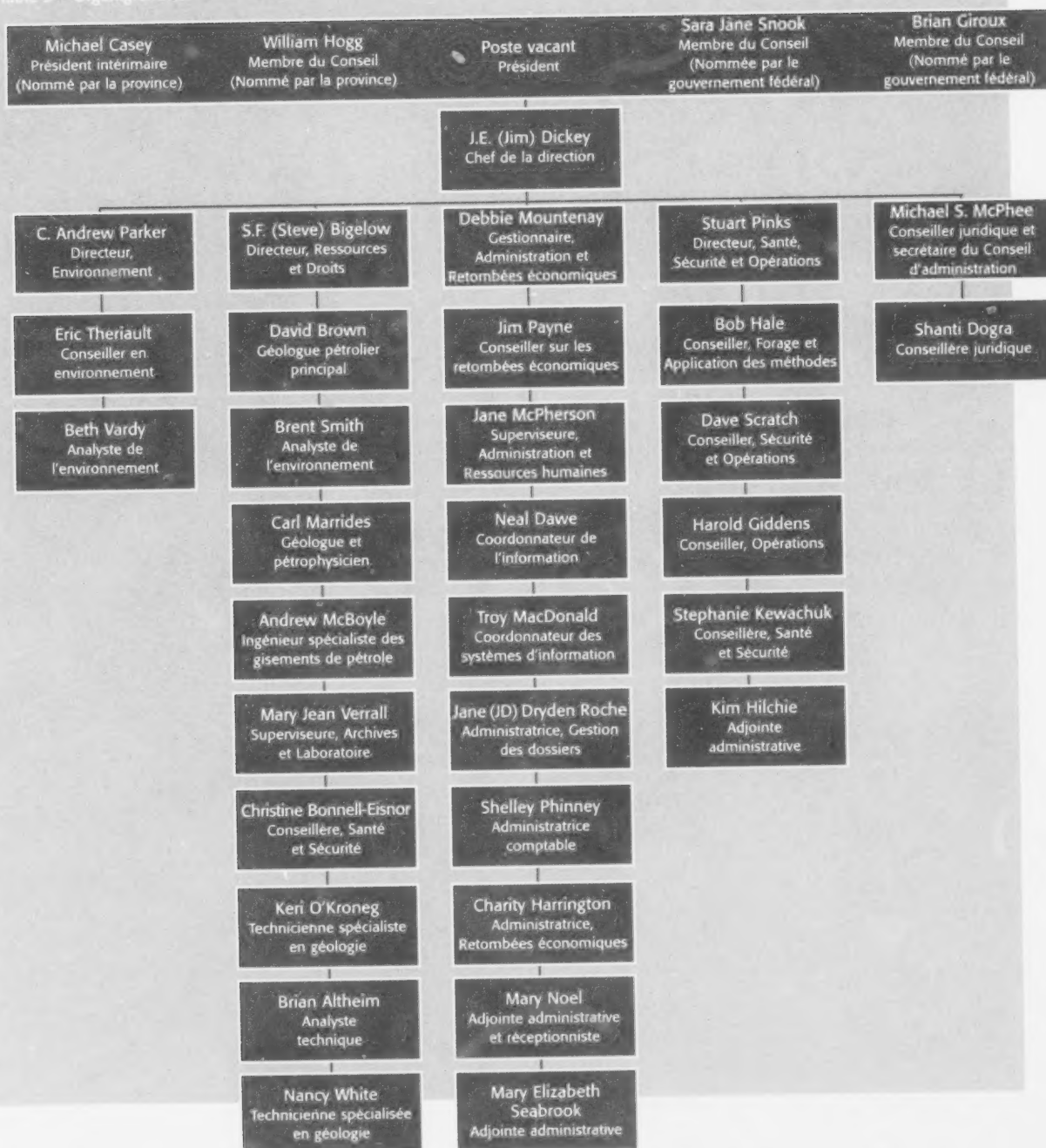
L'une des caractéristiques les plus intéressantes du site est le rapport d'activités hebdomadaire, qui fait état des toutes dernières activités en matière de production, de forage et de levés sismiques.



L'année dernière, quelque 46 000 personnes ont visité le site chaque mois, et cette utilisation ne cesse d'augmenter.

Les travaux sur le Système de gestion de la qualité de l'Office se sont poursuivis au cours de l'exercice financier, et étaient toujours en cours à la fin de l'année. L'Office croit qu'il est important de tenir à jour et d'appliquer un processus uniforme dans le cadre de l'administration de ses responsabilités en matière de réglementation.

Table 9 – Organigramme





Le personnel de l'Office a été légèrement réduit par rapport à l'exercice précédent. Il y a aussi eu plusieurs changements au sein du Conseil d'administration. Glenn Yungblut, le président du Conseil, a remis sa démission le 30 octobre 2004, après avoir occupé ces fonctions pendant plus de six ans. À la fin de l'année, ce poste était toujours vacant. Cependant, Michael Casey, membre du Conseil, est président intérimaire. Don Downe, qui représentait le gouvernement fédéral, a quitté le Conseil le 9 juin 2004. Le gouvernement a comblé ce poste en nommant Sara Jane Snook le 17 octobre 2004.

7.2 Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique

La Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique est une initiative du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et Labrador, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, de l'Offshore/Onshore Technology Association of Nova Scotia, et de la Newfoundland Ocean Industries Association. Cette Table ronde a pour but d'améliorer l'efficacité et l'efficacité de la réglementation.

L'Office est un membre actif des divers sous-comités formés afin d'étudier des questions de réglementation liées aux activités extracôtières. Le directeur général de l'Office siège au Comité de mise en œuvre. En février 2005, l'Office a signé, de concert avec d'autres ministères et organismes gouvernementaux, un protocole d'entente (PE) visant à promouvoir l'examen coordonné et concurrent des projets de mise en valeur extracôtières. L'Office est en train d'étudier et de mettre à jour les lignes directrices sur les plans de mise en valeur.

De plus, l'Office a assisté à la réunion intérimaire de la Table ronde en novembre 2004, et à sa troisième assemblée annuelle, tenue au cours du premier trimestre de 2005. L'un des principaux objectifs de la Table ronde est de promouvoir une approche « axée sur les objectifs » en matière de réglementation extracôtière. L'OCNEHE participera activement à cette entreprise ambitieuse et à long terme.

Une autre initiative de la Table ronde est l'élaboration de lignes directrices sur le recrutement conjointes à l'OCTHE et à l'OCTHE. Les deux Offices se sont engagés à élaborer de nouvelles lignes directrices sur les retombées économiques, en y incluant la proposition de lignes directrices conjointes sur le recrutement.

7.3 Notices biographiques des membres du Conseil

Michael Casey, C.A., EEE – Membre du Conseil (Président intérimaire)

M. Casey est vice-président de la firme de comptables agréés Hemming Weir Casey Inc. Titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Dalhousie, il est membre de l'Institut des comptables agréés de la Nouvelle-Écosse et de l'Institut canadien des comptables agréés.

M. Casey détient le titre d'expert en évaluation d'entreprises et il est membre de l'Institut canadien des experts en évaluation d'entreprises ; il a également été membre du conseil d'administration de cette organisation. Il est en outre inscrit au registre des spécialistes de l'Institut des comptables agréés de la Nouvelle-Écosse en tant que comptable agréé et spécialiste en évaluation d'entreprises.

M. Casey a occupé des postes bénévoles au sein de nombreux conseils d'administration et a notamment été président du Waegwoltic Club de Halifax. Il est actuellement trésorier et membre du conseil d'administration de Nova Scotia Tatoo.



Brian Giroux – Membre du Conseil

Brian Giroux est directeur exécutif de la Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, poste qu'il occupe depuis 1989. Il est en outre propriétaire-exploitant d'une exploitation de crustacés.



M. Giroux a une vaste expérience professionnelle en tant que conseiller auprès du gouvernement sur l'évaluation de la ressource et les projets d'aquaculture. Il a agi comme observateur des pêches internationales pour le ministère

des Pêches et Océans. Il est titulaire de divers permis de pêcheur et a travaillé sur divers types de bâtiments de pêche, pour de nombreuses espèces.

Tout au long de sa carrière, M. Giroux a fait partie de nombreux comités et participé à de nombreux programmes. Il a été membre du Conseil d'experts en sciences et en technologie et président du Conseil consultatif sur les sciences du ministère des Pêches et Océans, et est maintenant président du Scotia Fundy IQ (Individual Quota) Committee.

William D. Hogg – Membre du Conseil

Billy Hogg a pris sa retraite après 25 années au sein de la fonction publique de la Nouvelle-Écosse. Après avoir obtenu un diplôme de comptable agréé au Nouveau-Brunswick, il y a travaillé pour une firme



nationale avant de se joindre à la fonction publique de la Nouvelle-Écosse.

M. Hogg a travaillé au ministère de la Santé, a été directeur des vérifications au Bureau du vérificateur général et directeur exécutif, Finances et Administration, au ministère des Services gouvernementaux.

Nommé sous-ministre des Services gouvernementaux en avril 1993, il a occupé pendant dix ans le poste de sous-ministre aux ministères des Ressources naturelles, des Transports et des Travaux publics et, plus récemment, des Finances.

En plus de son rôle de sous-ministre, M. Hogg a été membre des conseils d'administration de nombreuses sociétés de la Couronne, a rempli un mandat de trois ans comme membre du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public, et a reçu, en 2003, le Prix du lieutenant-gouverneur pour l'excellence dans l'administration publique.

M. Hogg a présidé le groupe d'étude de la gestion comptable dans le processus budgétaire du gouvernement de la Stratégie d'acquisition auprès des entreprises autochtones (SAEA), et il offre actuellement des services de conseil en gestion.

Sara Jane Snook – Membre du Conseil

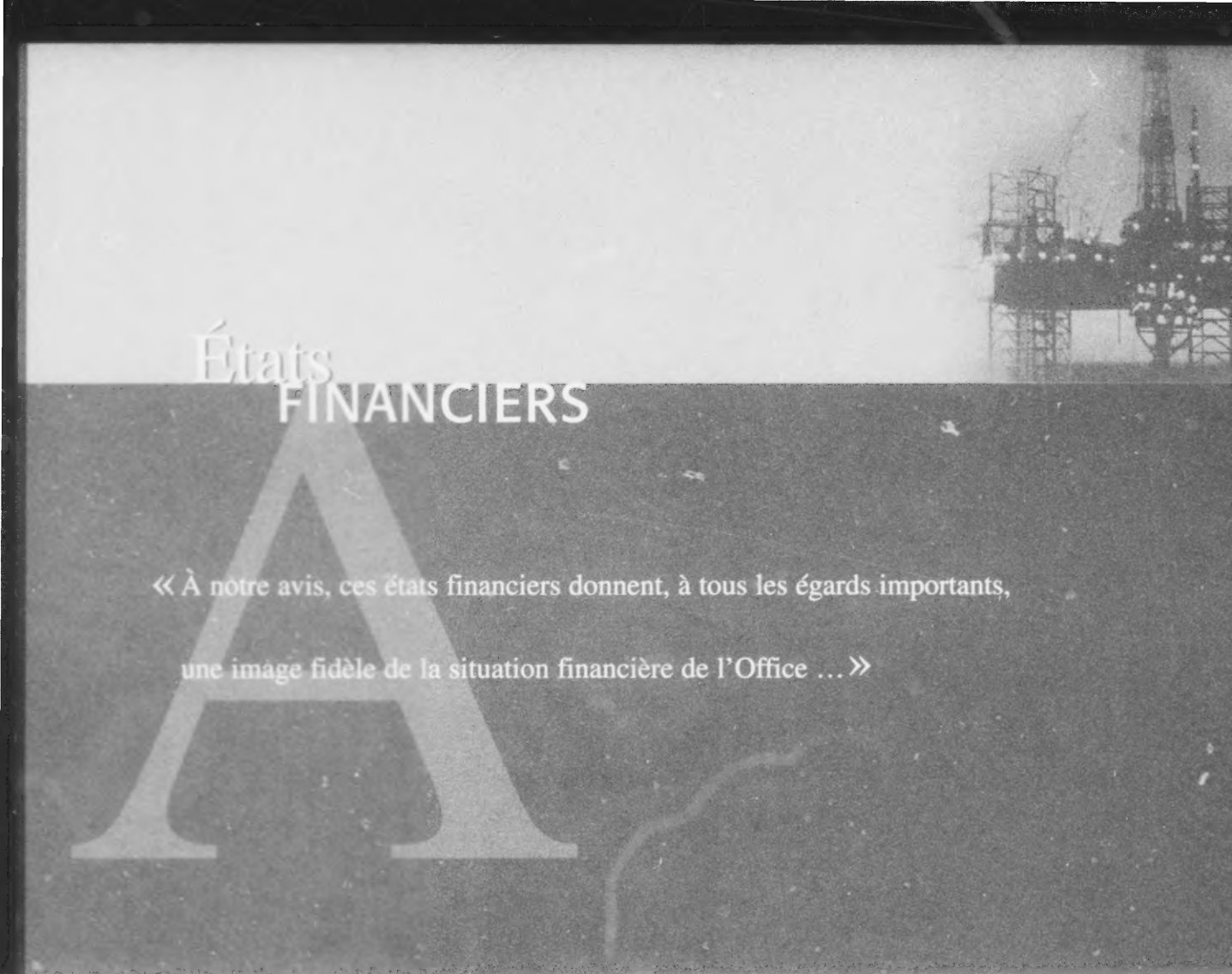
Sara Jane Snook est une ingénieure possédant plus de vingt ans d'expérience du financement des entreprises et du développement pétrolier et gazier. Elle est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en génie de l'Université de la Nouvelle-Écosse (aujourd'hui rattachée à l'Université Dalhousie).

Sara Jane a commencé sa carrière à Calgary, au sein d'une importante multinationale pétrolière.

Elle est retournée au Canada atlantique pour travailler pour le gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Après dix ans, au cours desquels le premier projet de production pétrolière et d'exploration gazière a été réalisé au large de la Nouvelle-Écosse, elle est retournée dans le secteur

privé, et a passé cinq ans auprès d'une importante banque canadienne. Sara Jane est actuellement directrice exécutive de Springboard, un organisme faisant la promotion du transfert de technologies entre les universités du Canada atlantique. Sara Jane est active au sein de la communauté, participant au sport de ligue mineure et encourageant les jeunes à faire carrière dans le milieu de la science et de la technologie. Sara Jane est membre de l'Association of Professional Engineers of Nova Scotia, de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta, de la Society of Petroleum Engineers, et de l'Association of University Technology Managers.





États FINANCIERS

« À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants,
une image fidèle de la situation financière de l'Office ... »

8.0 États Financiers

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers :

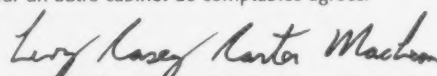
Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2005 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au mars 2005 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Les nombres de l'année précédente ont été vérifiés et examinés par un autre cabinet de comptables agréés.

Halifax (Nouvelle-Écosse)
le 25 avril 2005


LEVY CASEY CARTER MACLEAN
COMPTABLES AGRÉÉS

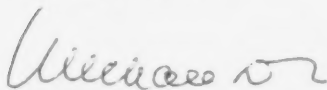
OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS**BILAN
AU 31 MARS 2005**

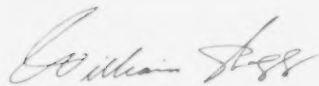
	ACTIF	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
À court terme		
Encaisse	853 454 \$	1 557 518 \$
Débiteurs (note 3)	65 227	122 878
Charges payées d'avance	<u>55 000</u>	<u>21 541</u>
	973 681	1 701 937
Immobilisations corporelles (note 4)	<u>314 637</u>	<u>401 340</u>
	<u><u>1 288 318 \$</u></u>	<u><u>2 103 277 \$</u></u>

	PASSIF	
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	183 208 \$	332 122 \$
Sommes à payer aux gouvernements (note 5)	429 927	888 554
Produits comptabilisés d'avance (note 6)	<u>105 848</u>	<u>260 918</u>
	718 983	1 481 594
Subventions en capital reportées	314 637	401 340
Obligation au titre des prestations constituées (note 8)	<u>254 698</u>	<u>220 343</u>
	<u><u>1 288 318 \$</u></u>	<u><u>2 103 277 \$</u></u>

Engagements (note 9)

Au Nom du Conseil


Membre


Membre



OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ÉTAT DES PRODUITS ET DES CHARGES
31 MARS 2005

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Produits		
Subventions - Fonctionnement		
Gouvernement du Canada	2 360 000 \$	2 360 000 \$
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	2 360 000	2 360 000
Projet d'énergie extracôtier de Sable -		
recouvrement des coûts	1 256 226	1 126 998
Projet Deep Panuke - recouvrement des coûts	61 009	199 665
Recouvrements liés à l'industrie	918 410	1 033 388
Frais d'inspection	16 000	30 500
Vente des publications et des cartes de l'Office	970	1 600
Intérêts	20 950	21 854
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	907	3 161
Amortissement des subventions en capital reportées	<u>233 262</u>	<u>212 945</u>
	7 227 734	7 350 111
Moins: Recouvrement des coûts remboursés		
aux gouvernements	(2 269 282)	(2 359 713)
Subventions en capital reportées	(146 558)	(56 389)
Produits comptabilisés d'avance	<u>(326 191)</u>	<u>(481 261)</u>
	<u>4 485 703</u>	<u>4 452 748</u>
Charges		
Personnel, consultation et membres du conseil	3 218 432	3 183 820
Frais généraux et frais de soutien	537 031	568 320
Frais d'occupation des locaux et des laboratoires	409 946	402 154
Amortissement du matériel	<u>233 262</u>	<u>212 945</u>
Gestion des données, Conseil de Certification		
de Plongeur et Eventualités	<u>87 032</u>	<u>85 509</u>
	<u>4 485 703 \$</u>	<u>4 452 748 \$</u>
Excess of revenue over expenditures	<u>- \$</u>	<u>- \$</u>

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE
31 MARS 2005

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Fonctionnement		
Amortissement des subventions en capital reportées	233 262 \$	212 945 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(233 262)	(212 945)
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	(907)	(3 161)
Coût de pension SERP	<u>34 355</u>	<u>-</u>
	33 448	(3 161)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 7)	<u>(738 419)</u>	<u>807 407</u>
	<u>(704 971)</u>	<u>804 246</u>
Investissement		
Produit tiré d'immobilisations corporelles	907	3 161
Acquisition de		
Améliorations locatives	(35 185)	-
Mobilier et equipment	(24 669)	(10 956)
Equipment informatique	(73 890)	(33 452)
Logiciel informatique	(1 950)	(11 982)
Equipment	(10 864)	-
Report des subventions en capital	<u>146 558</u>	<u>56 389</u>
	<u>907</u>	<u>3 160</u>
Sorties (entrées) nettes	(704 064)	807 406
Situation de trésorerie au début	<u>1 557 518</u>	<u>750 112</u>
Situation de trésorerie à la fin	<u><u>853 454 \$</u></u>	<u><u>1 557 518 \$</u></u>



OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

1. But de l'Organisme

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de Mise en Oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les Hydrocarbures Extracôtiers, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée Législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50% du budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujéti aux impôts sur les bénéfices.

2. Conventions Comptables

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

(a) Immobilisations Corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Les améliorations locatives sont amorties sur la durée du bail.

(b) Produits Comptabilisés d'Avance

Le montant des subventions de fonctionnement reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

(c) Subventions en Capital Reportées

Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

(d) Estimations de la Direction

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction procède à des estimations et élabore des hypothèses ayant une incidence sur le montant présenté de l'actif et du passif et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, ainsi que sur le montant présenté des produits et des charges pour la période visée. Les résultats réels peuvent différer de ceux qui sont présentés.

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

2. Accounting Policies (cont'd)

(e) Régime de Retraite Supplémentaire d'Employés (RRSE) La détermination actuariel de l'obligation au titre des prestations constituées et le coût des services rendus pour le RRSE sont effectuées à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service (celui contient la calcul approximatif de l'administration des niveaux anticipés de salaire à venir). Avec cette méthode service, une portion égale des prestations ultérieures (les niveaux anticipés de salaire à venir et l'inflation) aura attribué a chaque année de service.

Les actifs doivent être évalués à leur juste valeur pour calculer le rendement prévu sur les actifs du régime.

Les gains (pertes) actuariels sont à cause de la différence entre le rendement réel de l'actif des régimes à long terme pour une période et le rendement escompté de l'actif des régimes à long terme ou les changes d'hypothèses actuarielles utiliser à déterminer l'obligation au titre des prestations. Les gains et les pertes cumulatifs en excès de 10 % du plus élevé de l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché de l'actif du Régime sont amortis sur le nombre moyen d'années de service non écoulées des participants qui s'attendent à recevoir des prestations de retraite (8 ans).

Les obligations sont attribuer pendant la période commençant à la plus tardive des dates suivantes: 1 janvier, 1992 et la date que l'employé se joindre le régime. Les obligations se terminant à la première des trois dates suivantes : cessations d'emploi, la mort ou la retraite.

3. Débiteurs

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Taxe de vente harmonisée	23 973 \$	23 709 \$
Autres	<u>41 254</u>	<u>99 169</u>
	<u><u>65 227 \$</u></u>	<u><u>122 878 \$</u></u>

4. Immobilisations Corporelles

	<u>2005</u>			<u>2004</u>
	<u>Coût</u>	<u>Amortissement Cumulé</u>	<u>Valeur comptable Nette</u>	<u>Valeur comptable Nette</u>
Améliorations locatives	394 493 \$	202 524 \$	191 969 \$	214 909 \$
Mobilier et equipment	352 062	309 567	42 495	76 164
Equipment informatique	475 379	409 918	65 461	68 440
Logiciel informatique	180 328	178 702	1 626	25 444
Equipment	<u>79 054</u>	<u>65 968</u>	<u>13 086</u>	<u>16 383</u>
	<u><u>1 481 316 \$</u></u>	<u><u>1 166 679 \$</u></u>	<u><u>314 637 \$</u></u>	<u><u>401 340 \$</u></u>

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
5. Sommes à Payer aux Gouvernements		
Gouvernement fédéral - fonds de recouvrement des coûts	214 963 \$	444 277
Gouvernement provincial - fonds de recouvrement des coûts	<u>214 963</u>	<u>444 277</u>
	<u><u>429 926 \$</u></u>	<u><u>888 554 \$</u></u>

6. Produits Comptabilisés d'Avance

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Gouvernement fédéral	52 924 \$	130 459 \$
Gouvernement provincial	<u>52 924</u>	<u>130 459</u>
	<u><u>105 848 \$</u></u>	<u><u>260 918 \$</u></u>

**7. Variations nette des balances des éléments hors caisse
du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation**

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Sorties (reentrées) nettes		
Débiteurs	57 651 \$	510 431 \$
Charges payées d'avance	(33 459)	(12 160)
Créditeurs et charges à payer	(148 914)	(50 130)
Sommes à payer aux gouvernements	(458 627)	476 628
Produits comptabilisés d'avance	<u>(155 070)</u>	<u>(117 362)</u>
	<u><u>(738 419) \$</u></u>	<u><u>807 407 \$</u></u>

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

8. Régimes de Retraite

(a) Régime de Retraite Supplémentaire d'Employés

Le régime de retraite supplémentaire d'employés de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers fournit des compléments de prestations de retraite à ses employés qui sont des membres du Régime de Pension de Retraite de la Fonction Publique (PRFP). Les employés sont éligible à participer à ce dernier une fois que leurs gains ouvrant droit à pension ont atteint un niveau tels que leur prestations par PRFP sont réduit par la rente maximale par la Loi de l'impôt sur le revenu.

L'Office mesure l'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes pour fins de comptabilisation au 31 mars de chaque année. L'évaluation actuarielle la plus récente menée aux fins de la capitalisation du Régime a eu lieu au 31 mars 2005 et la prochaine évaluation actuarielle aux fins de la capitalisation sera effectuée au moins tous les trois mois.

Les recommandations de l'article 3461 du Manuel de l'ICCA ont été adopter par l'Office et par conséquent ont traiter le PRFP rétroactivement. Ce changement a eu comme conséquence une augmentation dans le passif au titre des prestations constitués de 2004 pour 220 343\$ avec une diminution correspondante dans le produit comptabilisé d'avance. L'information n'était pas aisément disponible pour les chiffres correspondants pour les divulgations suivantes de pension.

Constituants de Coût de Retraites Nettes

Coût des services rendus	19 373 \$
Intérêts débiteurs	14 982
Gain actuariel	<u>(59 707)</u>
Coûts provenir de l'année	(25 352)
Differences entre les coûts provenir de la période et les coûts reconnu dans la période en respect de:	
Gain actuariel	<u>59 707</u>
Coût de retraite nette reconnu	<u><u>34 355 \$</u></u>

Hypothèses Moyenne Pondérée de Charge

Taux d'actualisation	<u>6,25 %</u>
Taux de croissance des salaires	<u><u>3,65 %</u></u>

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

8. Régimes de Retraite (cont'd)

Hypothèses Moyenne Pondérée pour Révélation

Taux d'actualisation	<u>6,00 %</u>
Taux de croissance des salaires	<u>3,65 %</u>

Change en Obligation au Titre des Prestations Constituées

Obligation au titre des prestations constituées à la fin d'année précédent	220 343 \$
Coût des services rendus	19 373
Intérêts débiteurs	14 982
Prestations versées	-
Gain actuariel	<u>(59 707)</u>
Obligation au titre des prestations constituées à la fin d'année	<u>194 991 \$</u>

Réconciliation de Situation de Capitalisation de Passif au Titre des Prestations Constituées

Déficit à la fin d'année (ci-dessus)	194 991 \$
Gain actuariel net non amorti	<u>59 707</u>
Passif au titre des prestations constituées	<u>254 698 \$</u>

(b) Régime de Pension à Prestations Déterminées Interentreprises

L'Office cotise au régime de pensions au Régime de pensions de retraite de la fonction publique administré par le province de la Nouvelle-Écosse. L'Office verse des cotisations égales aux vôtres comme suit: 6,4% (2004 - 5,4%) sur la partie de la salaire qui est égale à ou moins que "le Maximum des gains annuels ouvrant droit à pension" (MGAP) au Régime de Pensions du Canada et 8% (2004 - 7%) sur la partie de la salaire qui est en excédent de la MGAP. Contributions reconnues par l'Office s'élever à 182 787\$ en 2005 (2004 - 147 726 \$).

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 2005

9. Engagements

L'Office loue des locaux divers en vertu d'un bail. Le loyer annuel pendant les prochaines quatre ans sera approximativement:

2006	393 432 \$
2007	393 432 \$
2008	393 432 \$
2009	26 393 \$

Selon un protocole d'entente entre l'Office et le Conseil de certification de plongeur du Canada relativement à la certification des plongeurs commerciaux, l'engagement financier résiduel de l'Office se chiffre à 10 000\$ pour l'exercice 2006.

10. Instruments Financiers

Juste valeur

La valeur comptable des instruments financiers correspond approximativement à leur just valeur étant donné qu'il s'agit d'instruments à court terme.

11. Chiffres Correspondants

Certains chiffres correspondants de 2004 ont été réagencés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée en 2005.